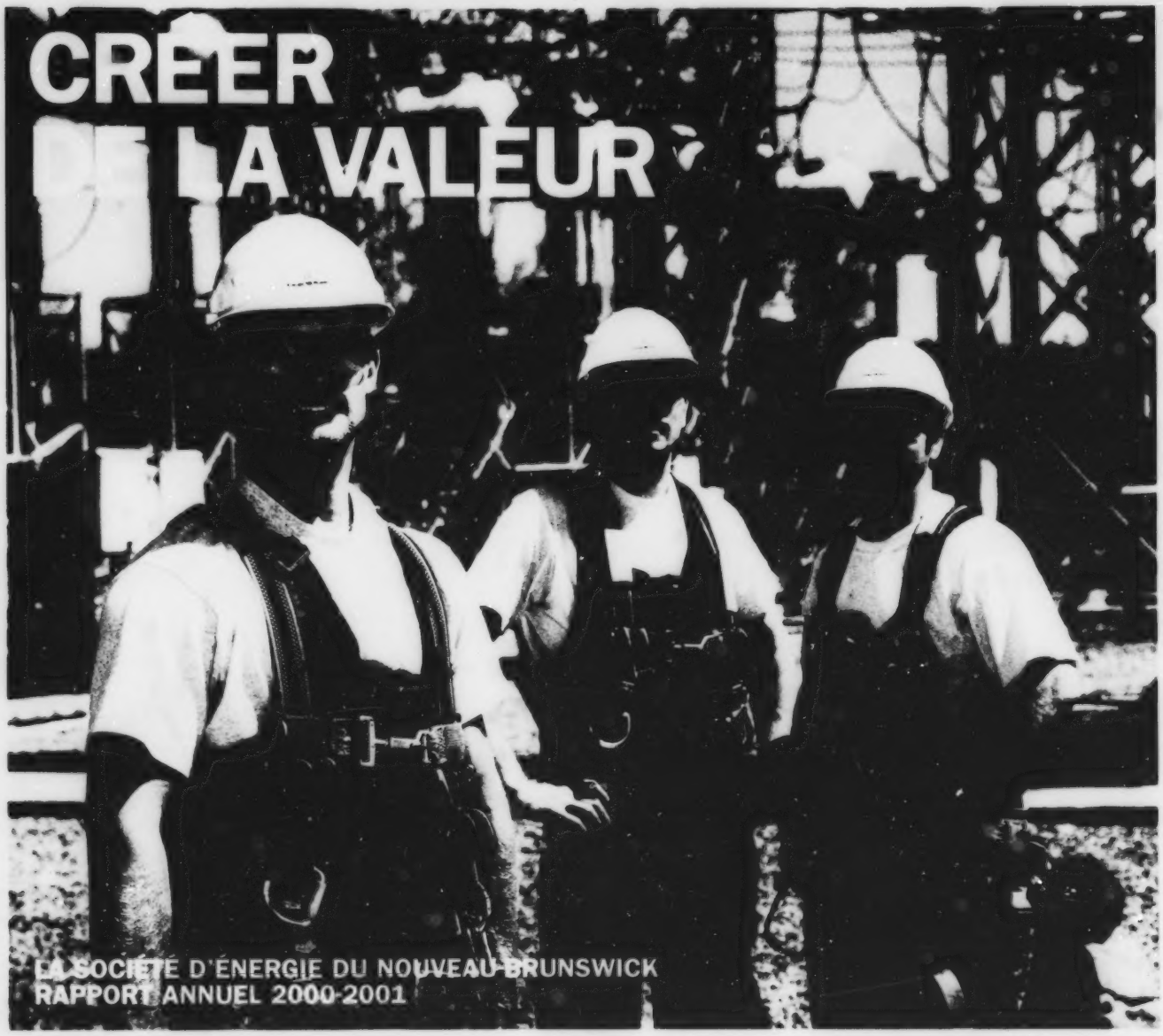



LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK
RAPPORT ANNUEL 2000-2001

**Énergie NB Power**

Énergie NB fournit aux Néo-Brunswickois une énergie sécuritaire, fiable et économique. Elle crée aussi de la valeur pour le propriétaire, la clientèle et le personnel. Elle remplit ainsi sa mission légale : « Assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie ».

Devant l'imminence de l'ère de la déréglementation, nous fixons des objectifs et des stratégies qui reflètent l'importance que nous accordons à notre mission, à notre vision et à nos valeurs :

**POUR LE PROPRIÉTAIRE**
La population et la province du Nouveau-Brunswick – qui devrait profiter de notre succès.

**POUR LA CLIENTÈLE**
Partie prenante d'importance – qui compte beaucoup sur la fiabilité, la qualité et la prestation de services abordables.

**POUR LE PERSONNEL**
Notre plus grande ressource – en lui offrant un milieu de travail moderne et dynamique qui assure à la fois la réalisation professionnelle et le contentement.

Représenter un important fournisseur d'énergie électrique au sein des marchés que nous desservons, en raison de l'engagement de notre personnel, de l'amélioration continue, du respect de l'environnement et de l'attention soutenue prêtée à la sécurité et à la satisfaction de la clientèle.

Sécurité
Transparence et honnêteté
Responsabilisation individuelle
Excellence du service
Innovation

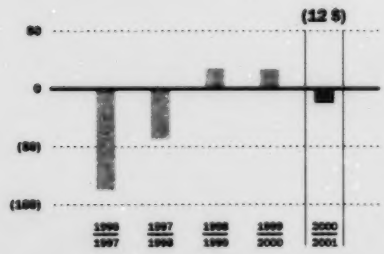

1
PROFIL DE L'ENTREPRISE
MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION
HAUTE DIRECTION
EXPANSION ÉCONOMIQUE
REVUE DES ACTIVITÉS PRODUCTION
REVUE DES ACTIVITÉS NUCLÉAIRE
REVUE DES ACTIVITÉS
REVUE DES ACTIVITÉS SERVICES À LA CLIENTÈLE
REVUE DES ACTIVITÉS
27-35
DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION
RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
NOTES COMPLÉMENTAIRES
APERÇU STATISTIQUE
55-57
RÉGIE D'ENTREPRISE
CARTE DU RÉSEAU

# Faits saillants

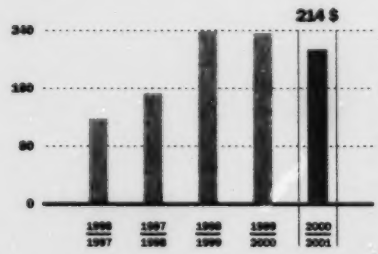
| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **RENDEMENT FINANCIER** | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | (12)$ | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Bénéfice (perte) avant radiation | (12)$ | 17 $ | 27 $ | (21)$ | (19)$ |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Réduction de la dette nette* | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |
| **RATIOS ET POURCENTAGES FINANCIERS** | | | | | |
| Marge d'exploitation | 23 % | 28 % | 30 % | 26 % | 25 % |
| Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement | 1,84 x | 2,56 x | 3,63 x | 2,67 x | 1,77 x |
| Dette / Capital | 100 % | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |
| Couverture de l'intérêt** | 0,96 x | 1,06 x | 1,06 x | 0,86 x | 0,72 x |
| **PRINCIPAUX FACTEURS D'EXPLOITATION** | | | | | |
| Production hydroélectrique nette*** | 88,6 % | 113,0 % | 100,9 | 88 % | 107 % |
| Facteur de service net de la centrale de Point Lepreau | 65,1 % | 72,1 % | 83,6 % | 66,0 % | 62,7 % |
| Dollar canadien au 31 mars | 0,634 $ | 0,688 $ | 0,663 $ | 0,706 $ | 0,722 $ |
| Prix du mazout lourd ($US / moyenne par baril) | 20,28 $ | 16,70 $ | 9,76 $ | 14,12 $ | 15,88 $ |

* Libres mouvements de trésorerie après redressement des opérations de change relatives à la dette en devises US dans le bilan / ** Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation / *** Pourcentage de la moyenne à long terme

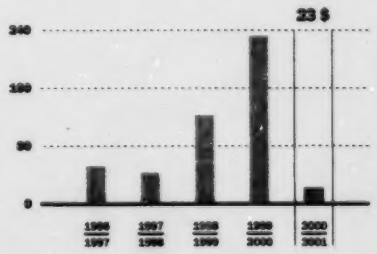
**BÉNÉFICE (PERTE) AVANT VIREMENT ET RADIATION**
(en millions de dollars)




**ENCAISSE D'EXPLOITATION**
(en millions de dollars)




**RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE**
(en millions de dollars)

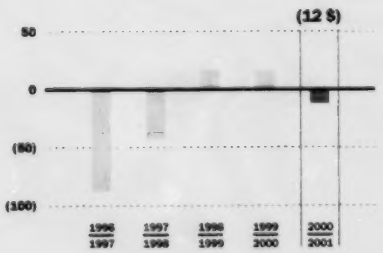


# Faits saillants

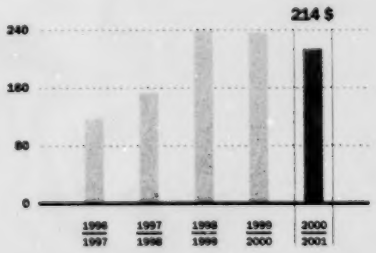
| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **RENDEMENT FINANCIER** | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | (12)$ | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Bénéfice (perte) avant radiation | (12)$ | 17 $ | 27 $ | (21)$ | (19)$ |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Réduction de la dette nette* | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |
| **RATIOS ET POURCENTAGES FINANCIERS** | | | | | |
| Marge d'exploitation | 23 % | 28 % | 30 % | 26 % | 25 % |
| Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement | 1,94 x | 2,56 x | 3,63 x | 2,67 x | 1,77 x |
| Dette / Capital | 100 % | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |
| Couverture de l'intérêt** | 0,90 x | 1,06 x | 1,06 x | 0,86 x | 0,72 x |
| **PRINCIPAUX FACTEURS D'EXPLOITATION** | | | | | |
| Production hydroélectrique nette*** | 88,8 % | 113,0 % | 100,9 | 88 % | 107 % |
| Facteur de service net de la centrale de Point Lepreau | 68,1 % | 72,1 % | 83,6 % | 66,0 % | 62,7 % |
| Dollar canadien au 31 mars | 0,634 $ | 0,688 $ | 0,663 $ | 0,706 $ | 0,722 $ |
| Prix du mazout lourd ($US / moyenne par baril) | 26,28 $ | 16,70 $ | 9,76 $ | 14,12 $ | 15,88 $ |

* Libres mouvements de trésorerie après redressement des opérations de change relatives à la dette en devises US dans le bilan / ** Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation / *** Pourcentage de la moyenne à long terme

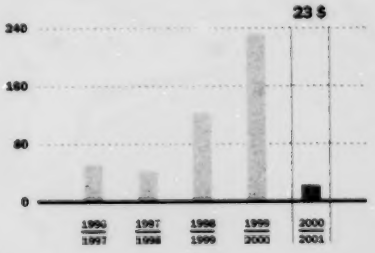
**BÉNÉFICE (PERTE) AVANT VIREMENT ET RADIATION**
(en millions de dollars)




**ENCAISSE D'EXPLOITATION**
(en millions de dollars)




**RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE**
(en millions de dollars)

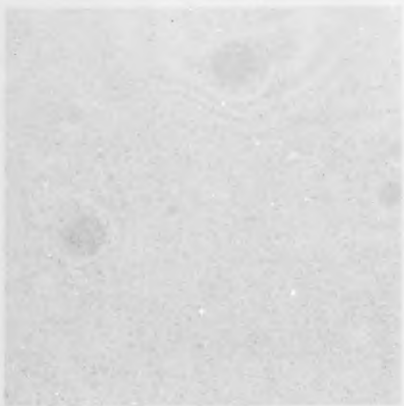


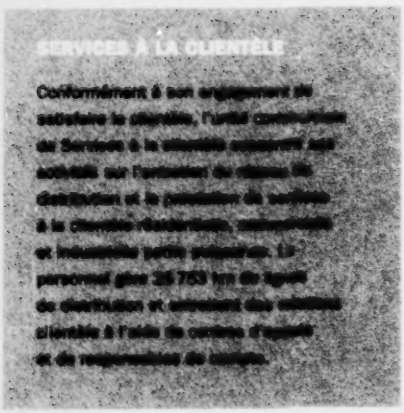
En tant que société de la Couronne, Énergie NB a reçu la mission légale de satisfaire les besoins énergétiques de la province du Nouveau-Brunswick. Représentant la plus importante entreprise d'électricité du Canada Atlantique, Énergie NB exploite un des réseaux d'interconnexion et un des parcs les plus diversifiés de l'Amérique du Nord. Les centrales alimentées par l'énergie hydraulique et nucléaire, le mazout, le charbon et l'Orimulsion[MD] offrent une source fiable et économique d'électricité à quelque 353 724 clients desservis directement ou indirectement grâce à un réseau comptant 32 459 km de lignes de transport et 298 sous-stations et postes.

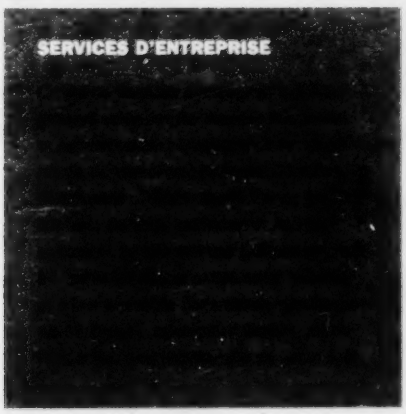
Énergie NB s'est engagée à fournir une énergie sûre, fiable et peu coûteuse ; elle se doit aussi de répondre aux besoins particuliers de sa clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et à l'exportation.

L'unité commerciale de Production exploite un des parcs les plus diversifiés de l'Amérique du Nord : il comporte quatorze centrales alimentées par l'énergie hydroélectrique, le mazout, le charbon, le diesel et l'Orimulsion[MD], qui produisent de l'électricité économique, fiable et écologique. Ces tranches traditionnelles possèdent une puissance installée de 3 140 MW.

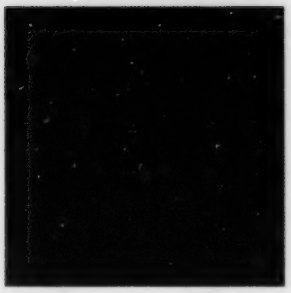
À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à un bon prix et fournit jusqu'à 30 % de la production provinciale. Sur le plan du rendement opérationnel, environnemental et financier de la Société, la centrale constitue une valeur importante : c'est une des sources de production les moins coûteuses du parc, et elle permet d'éviter d'énormes quantités d'émissions de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.







# MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



Au cours des dernières années, Énergie NB a grandement amélioré son rendement financier et d'exploitation, ce qui lui permet de tirer profit des changements du secteur énergétique provincial et des conjonctures favorables du marché régional de l'électricité. La Société est fin prête pour écrire une nouvelle page de son histoire.

## Rendement global de la société

Les résultats financiers de l'exercice 2000-2001 font état d'une perte nette de 12 millions de dollars, attribuable à un arrêt de service imprévu à la centrale de Point Lepreau, à la hausse des prix du pétrole et à une charge ponctuelle subie par NB Coal. Étant donné la stabilité du revenu net des deux exercices précédents, cette perte déçoit notre attente. Cependant, d'autres indices importants – les indicateurs de fonctionnement et les libres mouvements de trésorerie – reflètent l'amélioration continue de notre exploitation.

Énergie NB est en lice dans le secteur le plus névralgique de l'économie, et des investissements majeurs s'avèrent nécessaires pour construire des installations de transport et de production. En tant que société de la Couronne, notre dette est financée par un emprunt garanti par le gouvernement provincial et est épongée par les clients sur une longue période. Les possibilités de réduction de la dette doivent être mûrement pesées. Je suis ravi d'annoncer qu'au cours des cinq dernières années, nous avons réduit la dette de 476 millions de dollars. De plus, durant cette période, la Société a effectué des investissements en capital de 415 millions de dollars. La somme totale de ces deux indicateurs, soit 891 millions de dollars, a été entièrement financée à même les fonds provenant de l'exploitation.

## Politique énergétique provinciale

En janvier 2001, le gouvernement provincial a publié son **Livre blanc : Politique énergétique du Nouveau-Brunswick 2000-2010** qui propose une transition dirigée de la restructuration de l'industrie de l'électricité. Jusqu'à la fin de 2001, le gouvernement évalue différentes possibilités qui s'offrent à Énergie NB, selon cinq critères : les tarifs ; l'effet futur sur l'économie provinciale ; la mise en valeur économique ; la fiabilité et la sécurité ; la protection de l'environnement. Ainsi se terminera un vaste processus public de consultation sur la structure du secteur énergétique au Nouveau-Brunswick.

## Régie d'entreprise

Au Nouveau-Brunswick, les relations d'Énergie NB avec son propriétaire, le gouvernement provincial, constituent une pierre angulaire du secteur énergétique. Selon une modification apportée à la *Loi sur l'énergie électrique*, le gouvernement provincial a imposé à Énergie NB l'utilisation de bonnes pratiques commerciales. Depuis la promulgation de ce mandat législatif, le conseil d'administration et la direction travaillent assidûment afin que ce modèle soit profitable à la Société et à sa clientèle, ainsi qu'à la province du Nouveau-Brunswick.

Une directive législative explicite nous a été d'une aide précieuse pour améliorer rapidement les pratiques commerciales et nous préparer à la déréglementation et à la concurrence. La structure de notre régie d'entreprise (se reporter aux pages 55 à 57 de ce rapport pour le détail) a été affermie. Grâce à un mandat précis, M. Hankinson et la direction ont pu instaurer des changements importants dans la Société, d'où découleront des bienfaits durables.

Je tiens à féliciter la direction, les gestionnaires et les employés de la Société. Ces derniers ne se sont pas laissés abattre par les changements importants survenant dans le secteur et par d'autres encore plus grands, dans le cadre de ses activités quotidiennes. Leur rendement, illustré tout au long de ce rapport, profite à la Société et est un bon augure. Je désire aussi remercier les membres du conseil d'administration de leur dévouement au service du public et de leur engagement envers Énergie NB.

Alors qu'Énergie NB mise sur son succès, le propriétaire (la province du Nouveau-Brunswick) et la clientèle profitent des bénéfices.

Le président du conseil d'administration,

**Max Lewis**

# MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

## Rendement financier

En 2000-2001, nous avons essuyé une perte de 12 millions de dollars, comparativement à un bénéfice net de 17 millions de dollars en 1999-2000. Deux raisons expliquent ce déficit : d'abord, à la fin de l'exercice, un arrêt imprévu à la centrale nucléaire de Point Lepreau a coûté 27 millions de dollars en frais de réparation et en pertes de revenus d'exportation. NB Coal Limited a subi une charge ponctuelle de 12 millions de dollars pour les départs à la retraite anticipée et la diminution de la valeur de l'équipement excédentaire.

Malgré cette perte, les revenus d'exploitation de l'exercice sont tout de même satisfaisants. Les activités d'exploitation ont engendré 214 millions de dollars d'encaisse d'exploitation qui ont financé des dépenses d'investissement de 118 millions de dollars. Les libres mouvements de trésorerie se chiffraient à 114 millions de dollars. À la suite d'un redressement assez prononcé des opérations de change (attribuable à une dévaluation du dollar canadien), la dette a été réduite de 23 millions de dollars.

L'amélioration financière d'Énergie NB continue. En cinq ans, nous avons dirigé 635 millions de dollars, tirés à même les fonds provenant de l'exploitation, vers la réduction de la dette. En décembre 1995, la dette d'Énergie NB a atteint un sommet à 3,4 milliards de dollars ; depuis, elle a été réduite à 2,9 milliards de dollars.

Voilà une réalisation importante, car Énergie NB entame une période où elle devra augmenter les capacités de production et de transport.

## Rendement d'exploitation

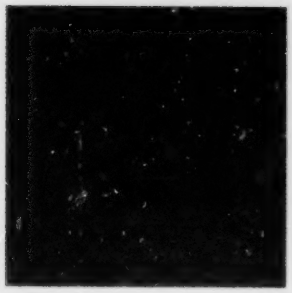
La structure des unités commerciales d'Énergie NB a accru notre capacité d'établir des cibles de rendement, de mesurer les résultats et de prendre les mesures correctrices qui s'imposent.

L'unité commerciale de Production classique a atteint les objectifs globaux visés au chapitre de la disponibilité des tranches. Une meilleure organisation du travail a permis des arrêts d'entretien raccourcis. La disponibilité des centrales a, en plus de combler la demande d'électricité record de la clientèle, concouru à des ventes à l'exportation fructueuses pour la Société. La structure des coûts en Production s'est améliorée grâce à l'apport de programmes de rationalisation de l'efficacité, de l'entretien et de l'effectif.

L'arrêt imprévu qui a duré 27 jours à la fin de l'exercice a réduit le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, qui se chiffre à 65,1 %. Plus tôt au cours de l'exercice, nous avions effectué en toute sécurité et en avance sur les délais prévus un arrêt d'entretien à grande échelle. Au cours de l'exercice, l'agence de réglementation du gouvernement fédéral a procédé à deux renouvellements de permis : celui d'exploitation du réacteur et celui de gestion des déchets radioactifs solides. Le personnel a fait un pas en avant en améliorant la sécurité, les méthodes de travail et la planification commerciale – chacun de ces facteurs clés contribuant à l'exploitation sécuritaire et prévisible de la centrale.

Pendant l'exercice, nous avons scindé l'unité commerciale de Transport et Distribution : l'unité de Transport est responsable de la gestion des biens et de l'exploitation du réseau ; quant aux cinq régions administratives de Distribution, elles ont fusionné avec l'unité de Services à la clientèle et Commercialisation. La nouvelle unité ainsi formée a été rebaptisée *Services à la clientèle*. Grâce à ce regroupement, nous pouvons concentrer nos activités sur l'expansion économique du secteur du transport et l'amélioration du service à la clientèle.

Cette unité commerciale remaniée positionne plus avantageusement Énergie NB en vue de l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport régionaux et favorise le commerce d'électricité. Un important programme de renouvellement de l'actif permettra d'améliorer la fiabilité du réseau. Le remaniement de l'unité de Services à la clientèle permettra un meilleur service à la clientèle, car tous les points de contact avec la clientèle seront chapeautés par la même unité commerciale. Ces deux unités commerciales ont grandement amélioré leur rendement en matière de sécurité.



## Développement des affaires

Au cours de l'exercice, le conseil d'administration a donné son aval à un plan de développement des affaires. Les priorités d'Énergie NB, toutes au bénéfice de nos clients, sont : fournir de l'énergie fiable, respecter les normes environnementales et maintenir la stabilité des tarifs d'électricité. Ce plan de développement prévoit un programme d'investissement où sont traités des défis au chapitre des activités : les centrales vieillissantes, la capacité d'interconnexion, les normes environnementales et le marché énergétique en évolution. L'analyse des investissements a permis de déterminer trois projets : la remise à neuf des centrales de Point Lepreau et de Coleson Cove et la construction d'une deuxième ligne électrique internationale à la Nouvelle-Angleterre.

Le conseil a approuvé les dépenses requises pour mener des études de faisabilité détaillées relatives à ces projets de développement. En vue d'une décision finale sur ces projets, nous avons commencé l'évaluation des travaux d'ingénierie et des coûts.

Afin d'intensifier l'amélioration du rendement, Énergie NB s'est fortement concentrée sur la gestion des risques commerciaux. La Société ainsi que les unités commerciales ont déterminé des risques ayant un impact négatif sur les résultats d'exploitation et financiers et ont implanté des plans d'atténuation. En 2000-2001, nous avons mis à jour le profil des risques de la Société, ce qui a permis de définir les facteurs de risque suivants (ou d'établir de nouvelles priorités) :

- Marchés d'exportation : maintenir et élargir l'accès aux marchés extérieurs
- Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau : gérer efficacement le projet de remise à neuf
- Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove : gérer efficacement le projet de remise à neuf
- Leadership : attirer, susciter et maintenir des leaders forts et les affecter aux secteurs hautement prioritaires
- Fiabilité de la production : faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité du parc de production
- Fiabilité du transport : faire montre de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité du réseau de transport

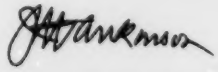
## Responsabilités de la haute direction et des chefs de projet

Au cours de cet exercice, nous avons apporté plusieurs changements importants aux responsabilités de la haute direction. M. Archie Gillis, vice-président principal, Exploitation, a pris sa retraite en 2000. Tout au long de sa carrière, M. Gillis a occupé des fonctions supérieures dans tous les secteurs de l'exploitation et son apport s'est révélé précieux. Nous avons créé un nouveau poste, celui de vice-président, Réglementation, qu'occupe M. Ken Little ; ce qui reflète l'activité réglementaire accrue que provoquent les activités de développement. M. Jim Brogan a été affecté à la nouvelle fonction de vice-président, Production classique. M. Bob Crawford a été nommé directeur général, Services à la clientèle et, sous cette nouvelle structure, est aussi responsable de la prestation de services. Nous avons nommé des chefs de projet pour la remise à neuf des centrales de Point Lepreau et de Coleson Cove et le projet de la nouvelle ligne à la Nouvelle-Angleterre.

## Priorités communes

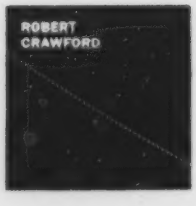
Les rendements financier et d'exploitation d'Énergie NB constituent une solide assise pour le développement des affaires. Notre exploitation est davantage efficace et notre dette, grandement réduite. Ces progrès s'ajouteront au programme d'investissement pour la remise à neuf de notre parc de production et permettront d'améliorer nos capacités d'exportation. Qu'en résultera-t-il ? Une fiabilité accrue, des tarifs stables et un rendement environnemental amélioré ; trois priorités que nous partageons avec notre clientèle.

Le président et chef de la direction,



**James F. Hankinson**

**ANDREW CORMIER**
VICE-PRÉSIDENT, AMÉLIORATION DU RENDEMENT ET PRÉSIDENT, NB COAL



VICE-PRÉSIDENT, NUCLÉAIRE

**PETER DYKEMAN, C.R.**
SECRÉTAIRE D'ENTREPRISE ET CHEF, SERVICES JURIDIQUES

**SHARON MACFARLANE**
VICE-PRÉSIDENTE, FINANCES ET SYSTÈMES INFORMATIQUES

**PAUL THÉRIAULT**
VICE-PRÉSIDENT, RESSOURCES HUMAINES ET ADMINISTRATION

**MARCELLA LEBLANC**
DIRECTRICE, AFFAIRES PUBLIQUES

**KENNETH LITTLE**
VICE-PRÉSIDENT, RÉGLEMENTATION

**STEWART MACPHERSON**
VICE-PRÉSIDENT, PLANIFICATION D'ENTREPRISE

À la suite de la soumission du **Livre blanc – La politique énergétique du Nouveau-Brunswick** du gouvernement provincial à l'Assemblée législative en janvier 2001, Énergie NB a pu achever son plan d'expansion économique.

La nouvelle politique énergétique du gouvernement provincial préconise une restructuration graduelle du secteur de l'énergie afin de transformer la structure actuelle de monopole en un environnement plus concurrentiel. L'implantation de la production indépendante, de la concurrence en gros pour les entreprises municipales et de la concurrence de détail pour les grandes industries doit commencer en avril 2003.

Le plan d'expansion économique d'Énergie NB vise à assurer que l'expansion future respecte les critères suivants :

- Un approvisionnement fiable en électricité
- Des normes environnementales évolutives
- Des tarifs d'électricité stables

Au cours de l'exercice, l'entreprise a poursuivi des analyses de faisabilité relatives à trois projets qui lui offrent de grands avantages commerciaux et d'exploitation. Les travaux préalables connexes ont trait à l'obtention des approbations des organismes réglementaires, aux études d'ingénierie, d'établissement des coûts et de conception et aux négociations avec les fournisseurs.

L'exploitation de la centrale au mazout au-delà de 2005 nécessitera une importante mise de fonds pour répondre aux nouvelles exigences environnementales. La remise à neuf inclurait l'ajout d'équipement de désulfuration des gaz de combustion (pour réduire de façon sensible les émissions de dioxyde de soufre) ; d'équipement de réduction catalytique (pour diminuer les émissions d'oxyde d'azote) ; d'un précipitateur (pour réduire les particules des gaz de combustion). Les économies réalisées, attribuables à l'utilisation d'un combustible moins coûteux, l'Orimulsion[MD] (aussi utilisé à la centrale de Dalhousie depuis 1994), financeraient l'acquisition de l'équipement de pointe pour la protection de l'environnement.

La centrale de Point Lepreau produit de l'électricité à un bon prix et fournit jusqu'à 30 % de la production d'Énergie NB. La centrale constitue un élément clé des initiatives d'Énergie NB relatives à la gestion des émissions de dioxyde de carbone et de dioxyde de soufre, car elle n'en produit pas. Une étude technique et économique de Point Lepreau effectuée par Hagler Bailley a déterminé qu'une remise à neuf pendant la période de 2006 à 2008 pourrait être souhaitable. Cet avis se base sur les coûts de remise à neuf et sur la réalisation d'un bon facteur de capacité pendant la vie prolongée de la centrale.

Énergie NB a, de concert avec Énergie atomique du Canada limitée, débuté un programme d'évaluation de deux ans pour définir la portée technique d'une remise à neuf. À la suite de cette évaluation, les coûts et les avantages de la remise à neuf seront comparés à ceux d'autres possibilités de développement dans le but de choisir la meilleure option. S'il est décidé de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau, Énergie NB prévoit passer un accord avec Énergie atomique du Canada limitée pour le partage des risques et des bénéfices d'exploitation.

Avec la construction d'une seconde interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, il serait possible d'accroître les ventes dans ce marché. Une ligne de transport de 345 kV et l'interconnexion au Maine seraient utilisées pour l'importation et l'exportation. Ce projet, dont l'achèvement est prévu d'ici 2003, accroîtrait la valeur du parc de production d'Énergie NB et stimulerait la création de projets privés au Nouveau-Brunswick.

Énergie NB envisage d'autres options de développement. Ces projets, qui sont à un stade préliminaire, incluent : un projet de transport sous-marin jusqu'au marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre et un projet d'exploitation au gaz naturel à l'emplacement de la centrale de Belledune. Se fiant à l'arrêt 2000 de la Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis, Énergie NB soupèse la possibilité de fonder une organisation régionale de transport avec d'autres entreprises voisines. De plus, elle explore d'autres possibilités de production d'électricité à partir de ressources énergétiques renouvelables et d'autres options d'atténuation des émissions de dioxyde de carbone.

Énergie NB a entamé le travail sur les enjeux relatifs aux politiques publiques qui sont liés au **Livre blanc : Politique énergétique du Nouveau-Brunswick**. Ces enjeux comprennent, entre autres :

- un tarif de transport d'énergie à libre accès, incluant les frais de services accessoires et le recouvrement des coûts des installations qui ne sont plus rentables ;
- un contrat type pour les clients qui n'opteront pas pour un fournisseur concurrentiel ;
- des propositions sur la tarification selon la période de consommation et selon les programmes de tarification écologique ;
- un rapport sur l'élimination de l'interfinancement entre les diverses catégories de clients.

# PRODUIRE DU RENDEMENT

102-01507/

PRODUCTION

OBJECTIFS

Atteinte des objectifs fixés relativement à la disponibilité des tranches

Gestion optimale des coûts d'exploitation et d'immobilisation

Maximalisation des bénéfices tirés des ventes hors province

Protection du personnel, du public et de l'équipement

Exploitation en conformité avec les règlements en matière d'environnement

STRATEGIES

Utiliser des indicateurs de rendement clés pour améliorer la sécurité, la fiabilité et le respect des normes environnementales, ainsi que pour réduire les coûts

Miser sur l'adaptabilité du personnel, l'attrition et le perfectionnement pour accroître le rendement

Développer la capacité et les stratégies de commercialisation de l'énergie

Viser l'amélioration des processus commerciaux – programmes d'entretien et couverture du risque de variation du prix du combustible.

Mettre en place la norme ISO 14001

Communiquer directement avec le personnel sur les enjeux commerciaux

**L'UNITÉ COMMERCIALE DE PRODUCTION EXPLOITE UN DES PARCS LES PLUS DIVERSIFIÉS DE L'AMÉRIQUE DU NORD : IL COMPORTE QUATORZE CENTRALES ALIMENTÉES PAR L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE, LE MAZOUT, LE CHARBON, LE DIESEL ET L'ORIMULSION[MD], QUI PRODUISENT DE L'ÉLECTRICITÉ ÉCONOMIQUE, FIABLE ET ÉCOLOGIQUE. CES TRANCHES TRADITIONNELLES POSSÈDENT UNE PUISSANCE INSTALLÉE DE 3 140 MW.**



-1

## Réalisations commerciales

En 2000-2001, l'unité commerciale de Production a respecté ses objectifs de disponibilité. Ce succès est attribuable aux méthodes de travail améliorées : elles ont réduit la durée des arrêts d'entretien. La centrale de Belledune a reçu la mention de centrale « au meilleur rendement », mention décernée par l'Electric Utilities Cost Group, une association de centrales électriques publiques d'Amérique du Nord. Cependant, les centrales de Dalhousie et de Courtenay Bay font exception : elles ont été mises à l'arrêt en périodes hors pointe pour le nettoyage des produits d'amiante.

La disponibilité des tranches a favorisé l'exportation fructueuse de l'électricité excédentaire. La division Commercialisation de l'énergie et Combustibles a conclu des ventes avec des clients en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Nouvelle-Angleterre. Grâce à un temps d'arrêt d'entretien planifié réduit à la centrale de Belledune, nous avons pu vendre notre capacité supplémentaire. Au total, les ventes à l'exportation ont rapporté des revenus de 332 millions de dollars à la Société.

En outre, étant donné la bonne planification d'achat de combustibles, la Société a réalisé des coûts-efficacités. Bien que certains coûts de combustibles soient relativement stables au cours d'un exercice, le prix d'achat du mazout lourd peut être instable. Qui plus est, le cours mondial des produits de base est en devises américaines, ce qui augmente le potentiel de fluctuation. Une couverture du risque de variation des prix réussie permet de conclure un achat à terme de mazout à un prix fixe du baril, ce qui protège contre les risques de hausses des prix.

Du fait de la collaboration et de l'appui de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (section locale 37), l'unité de Production a remplacé cinq conventions collectives par une seule pour tout le personnel. Cette entente favorisera un rendement accru et de bonnes relations entre l'unité commerciale et le syndicat.

L'unité de Production donne la priorité à la sécurité. En 2000-2001, le personnel à Belledune a fêté un événement clé en matière de sécurité : la centrale a été en exploitation 1 000 000 heures-personnes sans accident avec perte de temps. De plus, aucun accident avec perte de temps n'est survenu aux centrales hydroélectriques depuis plus de trois ans. Cela fait d'Énergie NB une des entreprises d'électricité canadiennes les plus sécuritaires.

## Structuration d'une unité commerciale plus concurrentielle

L'efficacité de l'unité commerciale de Production découle des facteurs suivants : la disponibilité, la fiabilité, le rendement et l'établissement d'un calendrier d'entretien tenant compte des périodes de pointe d'hiver (ventes provinciaux) et d'été (ventes à l'exportation). C'est à partir de ces facteurs que l'on peut déterminer si l'on a comblé les besoins en électricité de la province et si on peut offrir la capacité excédentaire aux lucratifs marchés d'exportation.

L'unité de Production adhère à la gestion des risques financiers, car elle étudie plusieurs variables influant sur l'efficacité de l'exploitation. L'unité a repéré des risques dans plusieurs domaines : gestion du coût des combustibles, expertise de conception, ressources humaines, planification et modélisation financières, établissement de partenariats, enjeux relatifs à la réglementation et à l'environnement, transition à un nouvel environnement de commercialisation. La responsabilité de gérer les risques a été assignée et les résultats ont été présentés au cours de l'exercice financier.

Pour maximaliser les occasions de ventes à l'exportation, l'unité de Production a réduit la durée des arrêts d'entretien. Quand cela se révèle financièrement possible, il peut être opportun de considérer l'ajout de ressources supplémentaires pour les projets d'arrêts d'entretien ; cette option est essentielle quand les clients du Nouveau-Brunswick ont besoin de la capacité ou lorsque cette dernière pourrait être vendue aux clients à l'exportation. En pareil cas, le coût d'entretien accru est plus que compensé par les économies réalisées sur les plans de l'exploitation ou des recettes d'exportation. Pour ces motifs, l'efficacité globale de l'unité de Production repose sur une composante clé : l'entretien axé sur la fiabilité. Cette pratique permet aux équipes de surveiller étroitement tout l'équipement et de prévoir tout entretien obligatoire afin d'effectuer le travail aux moments les plus propices.

Tout au long de l'exercice, la redéfinition de l'effectif s'est poursuivie, et l'unité de Production a presque atteint son objectif. Avec l'arrêt d'exploitation différé des tranches 2 et 4 de la centrale de Courtenay Bay, nous avons dû réviser les échéances ; néanmoins, nous avons réduit nos ressources humaines de 18 % au cours des deux dernières années.

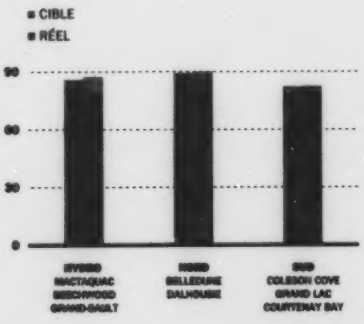
NB Coal Limited, une filiale à 100 % d'Énergie NB, a atteint son objectif de production de 245 000 tonnes de charbon en exploitant deux pelles à benne traînante pendant huit mois. Afin d'offrir un combustible plus concurrentiel à Énergie NB, l'expédition de charbon à la centrale de Belledune a cessé en décembre 2000. À compter de 2001-2002, l'effectif sera réduit de 25 % et l'objectif de production passera à 160 000 tonnes annuelles, pour la centrale de Grand Lac.

**BELLEDUNE : UN CHEF DE FILE NORD-AMÉRICAIN EN MATIÈRE DE RENDEMENT**

**COLESON COVE : UN ENTRETIEN AXÉ SUR LA FIABILITÉ**

**DISPONIBILITÉ DE LA CENTRALE**

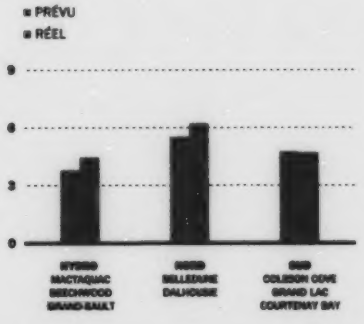
(%)




La disponibilité de la centrale représente le pourcentage de temps, incluant les interruptions de service prévues et imprévues, pendant lequel la centrale peut produire de l'électricité.

**FRAIS D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION**

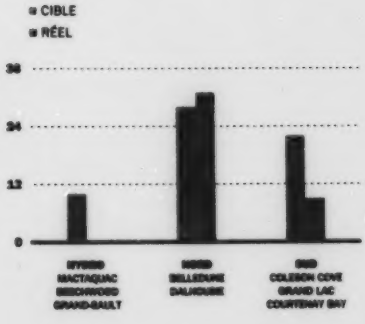
($/MWh)



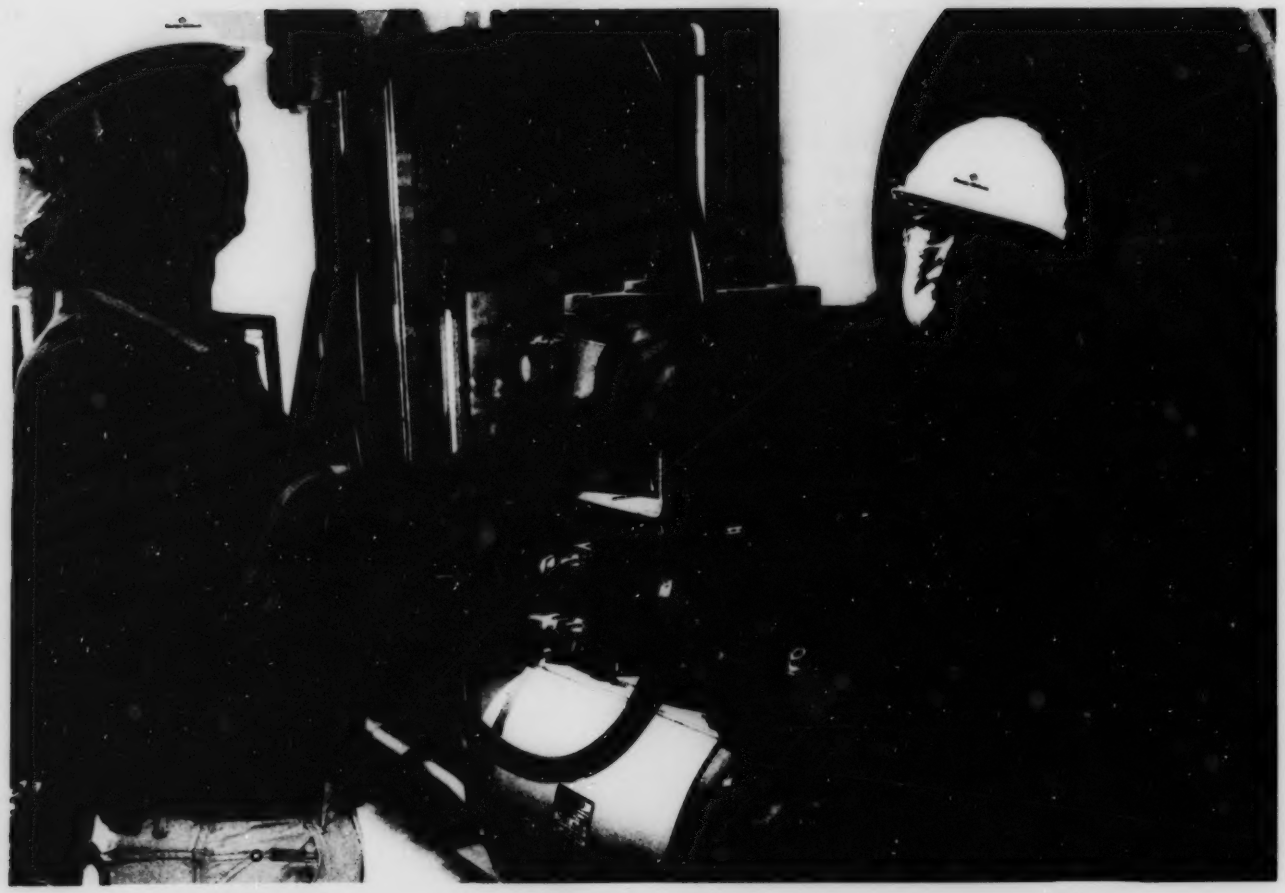

Les frais EEA prévus par rapport aux frais réels ($/MWh) témoignent de l'efficacité de la gestion des ressources.

**SÉCURITÉ**

(journées perdues)




Le nombre de journées perdues attribuables à des blessures, ciblé en moyenne à un quart de journée par employé et par année, est une mesure de la sécurité.



OBJECTIFS

Établissement d'une solide culture de sécurité nucléaire

Exploitation constante et prévisible

Confiance de la World Association of Nuclear Operators, de la Commission canadienne de la sûreté nucléaire, du conseil d'administration et du public

Planification et gestion d'un calendrier d'arrêts

Prise d'une décision appropriée en ce qui concerne la remise à neuf

STRATEGIES

Mettre en place les plans d'action « Secteurs à améliorer » de la WANO

Clore les activités de l'équipe de transition

Instaurer des méthodes de planification d'affaires et la participation des gestionnaires

Passer d'un cycle d'arrêts d'entretien planifiés de 12 mois à un cycle de 18 mois

Instituer une planification et une analyse spécialisées pour la remise à neuf

**À LA CENTRALE DE POINT LEPREAU, LE RÉACTEUR CANDU 6 DE 635 MW PRODUIT DE L'ÉLECTRICITÉ À UN BON PRIX ET FOURNIT JUSQU'À 30 % DE LA PRODUCTION PROVINCIALE. SUR LE PLAN DU RENDEMENT OPÉRATIONNEL, ENVIRONNEMENTAL ET FINANCIER DE LA SOCIÉTÉ, LA CENTRALE CONSTITUE UNE VALEUR IMPORTANTE : C'EST UNE DES SOURCES DE PRODUCTION LES MOINS COÛTEUSES DU PARC, ET ELLE PERMET D'ÉVITER D'ÉNORMES QUANTITÉS D'ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE, DE DIOXYDE DE SOUFRE ET D'OXYDE D'AZOTE.**

## Réalisations commerciales

Pour répondre à la demande des clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province, la centrale de Point Lepreau a produit 3 899 GWh d'électricité. Durant cet exercice, la centrale a été exploitée à un facteur de capacité de 65,1 % ; soit en deçà des 72 % prévus. Son facteur de capacité de vie se chiffre à 82,4 %.

D'août à décembre 2000, nous avons effectué un vaste arrêt d'entretien planifié qui a duré 75 jours, c'est-à-dire deux de moins que les délais prévus. Parce qu'il a effectué le travail en toute sécurité et d'une manière efficace et rapide, le personnel a reçu une prime d'encouragement. En 2000-2001, il y a eu deux arrêts non planifiés : en décembre, nous avons dû remplacer une garniture de générateur, ce qui a entraîné une interruption temporaire de production ; puis, en mars et avril, une interruption prolongée s'est avérée nécessaire pour remplacer trois tuyaux d'alimentation. Cette dernière a duré 41 jours (27 jours en 2000-2001) et explique un facteur de capacité inférieur à ce qui avait été prévu. Pendant ces deux arrêts, aucun entretien n'a causé de jours perdus pour cause d'accident.

La Commission canadienne de la sûreté nucléaire a approuvé le renouvellement du permis d'exploitation du réacteur et du permis de gestion des déchets radioactifs solides.

Le personnel de la centrale souscrit à la création d'un environnement sûr et efficace qui favorise la production constante d'électricité. C'est pourquoi le personnel accorde beaucoup d'importance aux pratiques de travail sécuritaires. Il s'assure ainsi de la bonne compréhension du travail à accomplir et de l'à-propos de l'approche adoptée. Le personnel a remporté un franc succès sur le plan de la sécurité en 2000-2001 : il a exploité la centrale pendant plus de 1 000 000 heures-personnes sans un accident avec perte de temps. Deux importants exercices de vérification de l'état de préparation ont eu lieu : un portant sur la sécurité ; l'autre sur une émission radioactive simulée. Les personnes suivantes se sont prêtées aux exercices : le personnel de la centrale et des participants provenant de la G.R.C., de l'agglomération voisine et de l'Organisation des mesures d'urgence.

Le développement d'un minutieux système de gestion de l'environnement pour la centrale progresse. Il permettra de se conformer à la norme de qualité ISO 14001.

## Structuration d'une unité commerciale plus concurrentielle

Le plan d'affaires de Point Lepreau, publié en mars 2000, a permis de se concentrer davantage sur l'établissement de priorités et l'évaluation des progrès. Tous les services ont élaboré des plans d'exploitation incluant l'évaluation du rendement, et ces plans ont été alignés sur les objectifs de rendement globaux de la centrale. Nous avons créé un bureau de gestion des projets pour aider à gérer les importants projets plus efficacement.

Dans le but d'accroître l'exploitation sécuritaire de la centrale, nous avons mis sur pied de nouveaux programmes, entre autres, le Système d'énoncés de problèmes et de mesures correctives (ÉPMC). Il permet au personnel de définir des problèmes sur n'importe quelle facette de l'entreprise et les actions correctrices qui s'imposent. Après, les employés comprennent mieux les objectifs, initiatives, méthodes et conséquences des activités prévues. L'ÉPMC a concouru à la formation d'une équipe plus forte et plus unie, car les questions posées sont analysées afin de régler les problèmes récurrents.

Reconnaissant que le changement a de forts impacts, la Société a formé une équipe de transition responsable de la planification et de la gestion du changement pour améliorer l'efficacité globale de la centrale. En 2000-2001, cette équipe a poursuivi l'élaboration d'un manuel sur la gestion du nucléaire et d'un programme de gestion de la qualité, en s'attachant aux méthodes de conception et au contrôle de la gestion de la configuration.

L'unité commerciale désire rapidement perfectionner et maintenir un personnel hautement qualifié et productif. Dans le cadre de sa planification de la relève, Énergie NB embauchera dix finissants en électrotechnique par année pendant les cinq prochaines années. En vertu d'un contrat de 18 mois, un technicien spécialisé de la World Association of Nuclear Operators (WANO) aide à établir une prestation plus efficace des services d'entretien. Le personnel continue de travailler étroitement avec les organismes de réglementation et des pairs dans l'industrie nucléaire pour assurer la meilleure gestion et la meilleure production possible.

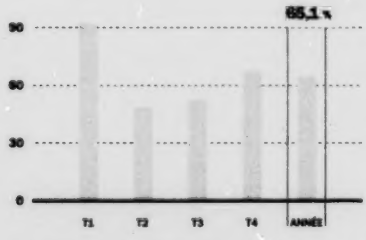
Au sujet de la remise à neuf de la centrale, nous avons poursuivi en 2000-2001 l'évaluation des travaux d'ingénierie et l'étude de définition. Puis, nous avons nommé un chef de projet responsable du dossier : il est chargé, d'une part, de gérer les phases préliminaires d'ingénierie et d'approbation du projet ; d'autre part, de coordonner les relations entre les fournisseurs, les partenaires et le personnel d'Énergie NB.

La centrale de Point Lepreau s'est engagée à établir de meilleures communications publiques. En 2000-2001, la centrale a organisé plusieurs visites, des portes ouvertes et des séances d'information, plus récemment axées sur la remise à neuf possible de la centrale.

POINT LEPREAU : SÉANCES D'INFORMATION SUR LA REMISE À NEUF DE LA CENTRALE

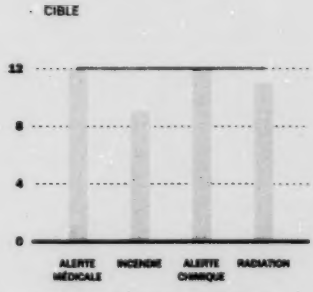
SÉCURITÉ : 1 000 000 HEURES-PERSONNES SANS ACCIDENT AVEC PERTE DE TEMPS

**FACTEUR DE CAPACITÉ**
(%)



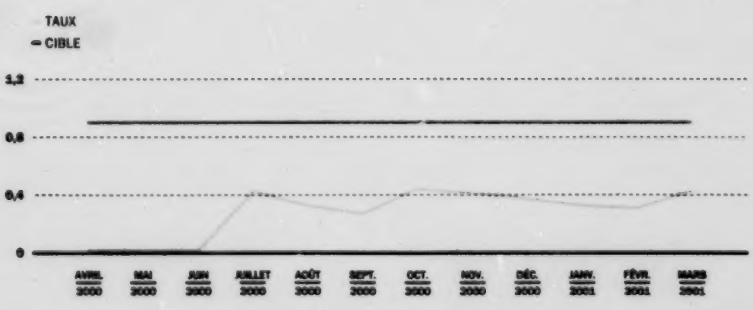

Le facteur de capacité représente la production réelle en pourcentage de la production maximale.

**EXERCICES AUXILIAIRES**
(nombre d'exercices exécutés)




Cet indicateur représente le nombre d'exercices en cas d'alertes chimique, médicale, d'incendie et de radiation exécutés par rapport au nombre d'exercices prévus.

**SÉCURITÉ**
(%)




Nombre d'accidents qui entraînent une absence d'une journée ou plus au travail. Le chiffre est établi à 200 000 heures travaillées afin de permettre des comparaisons significatives.

# ASSURER LA FIABILITÉ

**OBJECTIFS**

Sécurité du personnel et du public

Fiabilité

Satisfaction de la clientèle

Esprit pratique d'exploitation

Préparation pour faire face à la concurrence

Personnel apprécié et revigoré

**STRATÉGIES**

Développer une solide culture de sécurité

Mettre sur pied des plans de fiabilité

Réaliser un programme de gestion des risques des activités

Améliorer le potentiel en compétences techniques qualifiées

Perfectionner la planification du travail et les suivis à l'aide d'indicateurs de rendement clés

Viser la conformité à la norme environnementale ISO 14001

**LE PERSONNEL DE L'UNITÉ COMMERCIALE DE TRANSPORT GÈRE 6 706 KM DE LIGNES DE TRANSPORT ET 298 SOUS-STATIONS ET POSTES POUR GARANTIR L'ALIMENTATION FIABLE ET SÉCURITAIRE D'ÉLECTRICITÉ AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION, AUX IMPORTANTS CLIENTS INDUSTRIELS ET AUX CLIENTS À L'EXPORTATION. LE CENTRE DE CONDUITE DU RÉSEAU S'OCCUPE DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DES TRANSACTIONS.**

## Réalisations commerciales

À la suite d'une étude détaillée du secteur du transport, nous avons restructuré l'unité commerciale de Transport et Distribution le 1er octobre 2000. Cette nouvelle unité de Transport est structurée en entreprise de transport (ou : « TRANSCO ») responsable de la gestion des biens et de l'exploitation du réseau. En plus d'encourager l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport et le commerce d'électricité, ce modèle positionne plus avantageusement l'unité commerciale en prévision de l'aménagement du secteur énergétique.

À l'unité de Transport, la sécurité et la fiabilité ont été deux priorités absolues. En sécurité, le personnel a constitué un réseau de transport pouvant répondre aux besoins des nouveaux clients aussi bien que des clients traditionnels. Afin d'offrir un solide réseau de transport d'énergie électrique qui atteigne ses objectifs de fiabilité, l'unité commerciale s'est efforcée d'intégrer et de coordonner toutes les activités.

En dépit d'une violente tempête de vent qui a sévi au sud du Nouveau-Brunswick à la mi-décembre, l'unité de Transport a connu son meilleur rendement en matière de fiabilité depuis les huit dernières années. Grâce à un important programme de renouvellement des installations, nous avons amélioré la fiabilité du réseau. Nous avons parachevé la construction d'une sous-station de 138 kV à Moncton et d'une nouvelle ligne de transport de 138 kV entre Norton et Courtenay Bay. En outre, le personnel a poursuivi son étroite collaboration avec d'importants clients du secteur industriel. De plus, au cours de cet exercice financier, nous avons terminé l'agrandissement du poste de sectionnement de Courtenay Bay (pour l'aménagement Bayside Power) et nous avons amélioré nos services pour répondre aux besoins croissants de la raffinerie de pétrole Irving à Saint John.

Comme d'autres entreprises commerciales ont davantage utilisé le réseau de transport, les produits tirés des services de transport dépassent nos prévisions. Quant aux dépenses d'exploitation, d'entretien et d'investissement, elles sont en deçà de nos prévisions ; cette réduction étant attribuable à une meilleure planification intégrée, à un plan de travail stratégique et aux économies réalisées sur le plan du matériel.

En adhérant à des pratiques de travail sécuritaires et en assurant la sécurité du public, l'unité de Transport démontre son désir de créer le milieu de travail le plus sûr parmi les services publics d'électricité de l'Amérique du Nord. En 2000-2001, il y a eu cinq accidents avec perte de temps qui ont entraîné 18 jours perdus, ce qui représente une diminution marquée comparativement à l'exercice précédent.

*Rencontre sécurité 2001*, une mesure inédite en matière de sécurité, a été instituée conjointement par Énergie NB et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (section locale 37). Tout le personnel des unités de Transport et de Services à la clientèle a participé à des séminaires visant à accroître le leadership et la responsabilisation individuelle en sécurité. Nous avons offert des ateliers portant spécifiquement sur deux nouveaux aspects de l'amélioration du rendement : les visites aux lieux de travail et les causeries de marchepied.

## Structuration d'une unité commerciale plus concurrentielle

Pour l'unité commerciale, la gestion des risques commerciaux constitue un exercice crucial qui fournit l'occasion de gérer les affaires plus efficacement. Dans le but d'atténuer les risques de diminution de la fiabilité du réseau, l'unité de Transport a élaboré des plans d'action incluant la planification, la conception, l'entretien et l'exploitation des installations. On y propose des solutions à 86 % des risques identifiés. Parmi ceux-ci, une mérite une mention : la création d'un centre de commande de relève pour assurer l'exploitation continue du réseau de transport dans l'éventualité d'une défaillance du système au Centre de conduite du réseau.

L'unité de Transport a débuté sa plus importante formation jusqu'à ce jour. Elle s'assure ainsi que tout son personnel possède les aptitudes professionnelles et le leadership nécessaires à l'atteinte de ses objectifs commerciaux. Un programme de leadership a permis une meilleure planification de la relève alors que d'autres programmes se sont appliqués à accroître les aptitudes en techniques, finances, gestion et communications interpersonnelles. Toutes ces formations tendent à la responsabilisation accrue du personnel face à ses responsabilités.

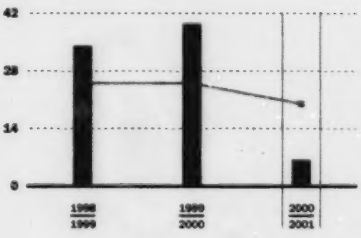
La capacité d'établir des relations étroites avec les autres services publics d'électricité s'avère essentiel pour demeurer un fournisseur de services fiable. C'est pourquoi des cadres supérieurs de l'unité de Transport étaient des membres actifs de la North American Electric Reliability Council et du Northeast Power Co-ordinating Council.

SÉCURITÉ DE LA CLIENTÈLE : NOUVEAUX MESSAGES PUBLICITAIRES

CONTINUITÉ DES ACTIVITÉS : SALLE DE COMMANDE DE RELÈVE

**SÉCURITÉ**
(taux de gravité)

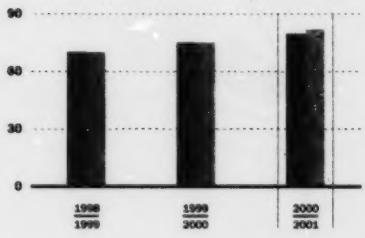
■ RÉEL
▬ CIBLE




Il s'agit du nombre de journées perdues en raison de blessures par 200 000 heures travaillées.

**EXPLOITATION, ENTRETIEN ET ADMINISTRATION**
(en millions de dollars)

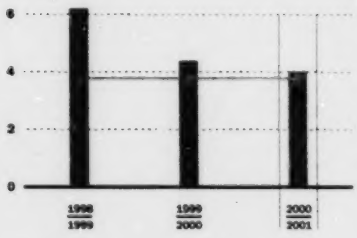
■ RÉEL
▬ BUDGET




Cet indicateur compare les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus aux frais réels.

**FIABILITÉ DU SYSTÈME—SAIDI**
(heures)

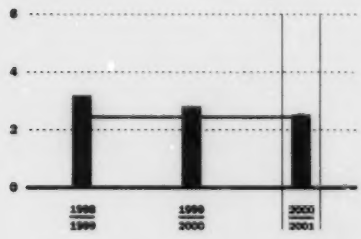
■ RÉEL
▬ MOYENNE ACE




SAIDI représente la durée totale moyenne des interruptions au cours d'une année.

**FIABILITÉ DU SYSTÈME—SAIFI**
(fréquence)

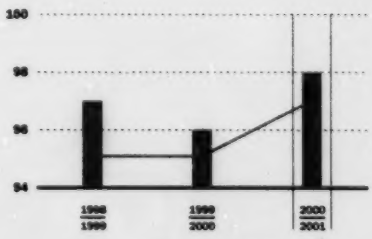
■ RÉEL
▬ MOYENNE ACE




SAIFI représente le nombre moyen d'interruptions par abonné et par année.

**SERVICES À LA CLIENTÈLE**
(% à temps)

■ RÉEL
▬ CIBLE




Il s'agit du nombre de commandes de travail exécutées dans les délais, comme pourcentage du nombre de commandes de travail exécutées, qui témoigne de la rapidité avec laquelle les clients sont servis.

Remarque : Au cours de l'exercice financier, les unités commerciales de Transport et Distribution et de Services à la clientèle et Commercialisation ont été restructurées. Ces indicateurs de rendement se rapportent à toutes les activités de transport et de distribution effectuées au cours de l'exercice.

# RENFORCER LES LIENS

SERVICES À LA CLIENTÈLE

**OBJECTIFS**

Sécurité du personnel et du public

Fiabilité

Satisfaction de la clientèle

Protection de l'environnement

**STRATÉGIES**

Lancer des programmes de sensibilisation du public à la sécurité et offrir de la formation en matière de sécurité

Mettre en œuvre les recommandations des plans de fiabilité

Améliorer le potentiel en compétences techniques qualifiées

Améliorer la planification du travail et des suivis à l'aide d'indicateurs de rendement clés

Renforcer la présence dans les régions pour de meilleurs services à la clientèle

Viser la conformité à la norme environnementale ISO 14001

**CONFORMÉMENT À SON ENGAGEMENT DE SATISFAIRE LA CLIENTÈLE, L'UNITÉ COMMERCIALE DE SERVICES À LA CLIENTÈLE CONCENTRE SES ACTIVITÉS SUR L'ENTRETIEN DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION ET LA PRESTATION DE SERVICES À LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE, COMMERCIALE ET INDUSTRIELLE PETITE PUISSANCE. LE PERSONNEL GÈRE 25 753 KM DE LIGNES DE DISTRIBUTION ET ENTRETIENT DES RELATIONS CLIENTÈLE À L'AIDE DE CENTRES D'APPELS MODÈLES ET DE RESPONSABLES DE COMPTE.**

## Réalisations commerciales

L'unité de Services à la clientèle a été remaniée à la mi-exercice avec l'ajout des activités de Distribution auparavant associées à l'unité de Transport. Grâce à cette restructuration, nous focalisons davantage notre attention sur le service à la clientèle : l'activité de fourniture d'électricité aux clients des usages résidentiel, commercial et industriel petite puissance se trouve à même l'unité commerciale qui est responsable des relations avec les clients et de la gestion des comptes. Cette structure organisationnelle s'est imposée prestement et a constitué le fondement d'une approche plus cohérente des services.

À la mi-décembre, le personnel a fait montre d'un engagement et d'un rendement constants lors du rétablissement du service pendant une violente tempête de vent. Cette tempête, une des plus violentes qui ait sévit dans la province depuis des lustres, a provoqué d'importantes pannes de courant touchant des centaines de milliers de clients dans toute la province. Quoique le service ait été rétabli le jour même pour la plupart des clients, certaines pannes ont duré jusqu'à quatre jours. Au plus fort de la tempête, le personnel du centre d'appels a traité plus de 90 000 communications et les équipes ont travaillé jour et nuit pour réparer l'équipement et rétablir le service. Malgré les conditions de travail très mauvaises, les réparations ont été effectuées sans aucun accident avec perte de temps.

L'unité commerciale a accru son rendement global en matière de sécurité. Le nombre d'accidents avec pertes de temps est passé de 15 en 1999-2000 à 11 en 2000-2001. Quant au nombre de jours perdus pour cause d'accidents, il a chuté de 290 jours en 1999-2000 à 34 au cours de cet exercice. Les investissements faits en formation, en planification et en développement d'une culture de sécurité ont contribué à ce meilleur rendement.

L'adhésion à des pratiques de travail sûres et la communication de messages visant à promouvoir la sécurité prouvent que la sécurité du public a aussi constitué une priorité. Parmi les moyens utilisés, citons : une campagne publicitaire télévisée, des publicités imprimées, des brochures d'information et des panneaux adéquats. En sus des messages visant à promouvoir la sécurité, des messages ponctuels ont été diffusés en décembre (pendant la tempête de vent) afin d'inciter la clientèle à suivre des démarches sécuritaires et pertinentes lors des pannes de courant.

Le personnel a continué d'entretenir d'étroites relations avec la clientèle. À la fin de l'automne, nous avons lancé une campagne d'information afin de promouvoir des méthodes de paiement de factures pratiques pour les clients prévoyant éprouver des difficultés à régler celles de la période d'hiver. La conclusion d'ententes de paiement à une stade moins avancée a permis d'éviter le recours au débranchement du service, ce qui s'est avéré avantageux pour Énergie NB et pour ses clients. Pour les clients demeurant à proximité des travaux de modernisation d'une sous-station à Moncton et d'installations modernisées et de nouvelles lignes de transport à Sackville, nous avons tenu des séances d'information. Elles leur ont permis d'exprimer leurs opinions et de connaître l'impact qu'aura le travail planifié sur leur collectivité locale.

## Structuration d'une unité commerciale plus concurrentielle

En vue d'accroître les capacités techniques, nous avons ajouté une fonction centrale d'ingénierie. Ce groupe est chargé de concevoir les sous-stations, d'aider les groupes techniques régionaux dans l'analyse de fiabilité des lignes et de l'équipement et du rendement de la gestion de la végétation. Nous maximisons ainsi le rendement de l'unité commerciale en assurant une uniformisation des normes, des méthodes et des ressources.

Un programme de planification de la relève a servi à la sélection et à l'embauche de nouveaux employés. La formation au leadership a fourni aux surveillants le savoir et habiletés requises pour l'atteinte des objectifs de l'unité. Tout comme dans les autres unités commerciales, l'unité de Services à la clientèle a regroupé ses unités de négociation en une seule, créant ainsi une structure plus productive et plus réagissante.

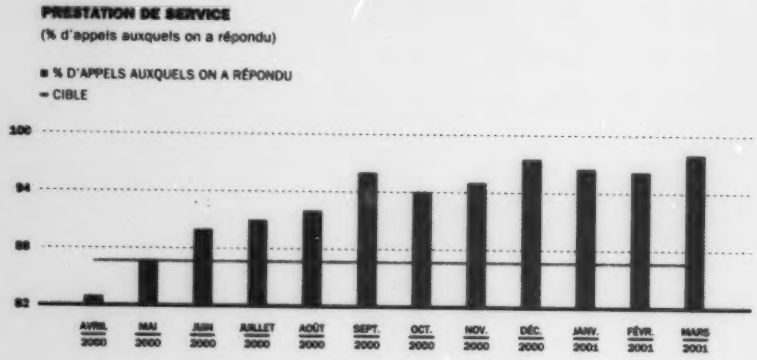
Les améliorations constantes du système de contact avec la clientèle bonifieront fortement les niveaux de service. À la fin de l'exercice, nous avons activé un nouveau système interactif de réponse vocale (SIRV) pour accroître le niveau de service à la clientèle. Il offre aux clients un vaste choix de possibilités automatisées plus rapides et plus pratiques.

**NOUVELLES SOUS-STATIONS : BIEN INTÉGRÉES DANS L'ENVIRONNEMENT**

**COMPTOIRS DE PAIEMENT : MODERNISATION DE LA SIGNALISATION DESTINÉE À LA CLIENTÈLE**

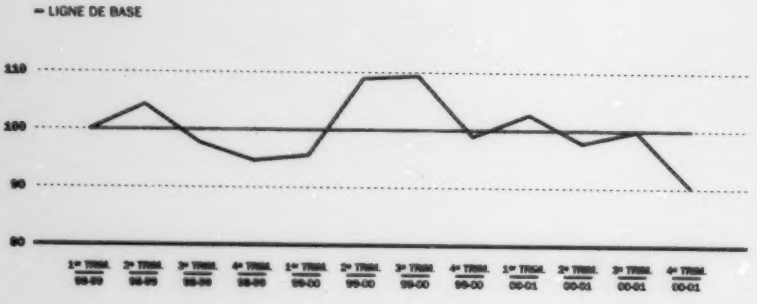
**PRESTATION DE SERVICE**

(% d'appels auxquels on a répondu)




Le personnel du centre d'appels a répondu à 553 601 demandes des clients, au cours de l'année 2000-2001. La formation en informatique et en exploitation du réseau, l'efficacité accrue du nouveau système de facturation et les améliorations apportées au système téléphonique : tous ces éléments ont contribué à une amélioration du rendement.

**INDICE DE SERVICE À LA CLIENTÈLE**



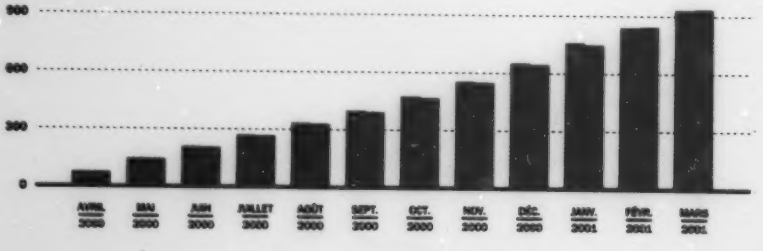

L'indice de service à la clientèle fournit à Énergie NB un outil de mesure qui reflète le niveau global de service qui est offert ainsi qu'une indication des changements relatifs qui ont lieu dans le temps. Cet indice est fondé sur un ensemble standard de cinq questions qui sont posées dans chacun des sondages trimestriels de suivi. Voici ces questions :

- Qualité globale du service (% excellent)
- Qualité du service comparativement à cinq années auparavant (% meilleur)
- Fiabilité du service (% excellent)
- Rapidité de rétablissement du service (% très satisfaisant)
- Traitement des demandes des clients (% excellent)

À la mi-décembre dernier, l'effet d'un orage violent et les interruptions de service qui en ont résulté ont joué un rôle important dans la baisse de l'indice du service à la clientèle au quatrième trimestre. Malgré cette baisse, d'autres indicateurs tels que la fidélité des clients, l'image de l'entreprise et l'opinion à l'égard d'Énergie NB se sont révélés favorables.

**REVENU CUMULATIF DES INTERCONNEXIONS**

(en millions de dollars)




En 2000-2001, les revenus des ventes dans la province tirées du secteur résidentiel, de l'usage général, des ventes en gros et du secteur industriel ont atteint 931 millions de dollars.

**OBJECTIFS**

Fourniture d'un service-conseil stratégique aux unités commerciales

Offre d'expertise aux unités commerciales, à point nommé et efficacement

Appui à la gestion centrale

Aide au développement des unités commerciales

**L'UNITÉ DE SERVICES D'ENTREPRISE INCLUT LES GROUPES SUIVANTS : RESSOURCES HUMAINES ET ADMINISTRATION ; SYSTÈMES DE RENSEIGNEMENTS COMMERCIAUX ; FINANCES ; PLANIFICATION D'ENTREPRISE ; TÉLÉCOMMUNICATIONS ; ENVIRONNEMENT ; SERVICES JURIDIQUES ET AFFAIRES PUBLIQUES. LE RÔLE DES CES GROUPES CONSISTE À ÉPAULER LES AUTRES UNITÉS COMMERCIALES ET À LEUR FOURNIR DE L'ORIENTATION STRATÉGIQUE POUR QU'ELLES PRODUISENT ET FOURNISSENT DE L'ÉLECTRICITÉ AVEC FIABILITÉ ET À UN FAIBLE COÛT.**

## Ressources humaines et Administration

Énergie NB et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) ont revu leurs stratégies de négociation en fonction de l'organisation des unités commerciales. Nous avons entamé des négociations avec trois des quatre groupes d'unités de négociation qui sont l'aboutissement de cette nouvelle approche de stratégies de négociation. En partenariat avec la FIOE, la Société offre des programmes de formation paritaires en milieu de travail.

Les programmes du service de Santé et Sécurité d'entreprise, implantés par les unités commerciales, ont contribué à améliorer le rendement en matière de sécurité. En 2000-2001, Énergie NB a consigné 21 accidents ayant entraîné une incapacité, le nombre le moins élevé de toute l'histoire de la Société et qui représente une diminution de 30 % sur douze mois. Grâce à ce résultat, Énergie NB fait partie des chefs de file en sécurité parmi les entreprises d'énergie canadienness. Nous avons aussi retiré un gain de l'inspection de la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail (CSSIAT) : la note d'Énergie NB se situe parmi les meilleures jamais obtenues dans la province. La CSSIAT a décerné à Énergie NB un prix de reconnaissance en matière de sécurité.

Une nouvelle stratégie de planification des ressources humaines s'attache aux risques liés au profil démographique de la Société et aux tendances du marché du travail. Des systèmes de gestion de l'information pour les ressources humaines des plus récents ont facilité de meilleures analyses démographiques, ce qui nous a permis de mettre en place des plans d'action pour résoudre les problèmes démographiques. À l'appui de la stratégie de planification, nous avons entrepris d'autres initiatives, dont un programme quadriennal de leadership et de succession de la relève.

Confrontée aux coûts croissants des prestations de soins de santé et de soins dentaires, Énergie NB et la FIOE ont implanté une stratégie de limitation des coûts axée sur la sensibilisation, un nouveau programme d'indemnisation et un recours accru aux programmes de mieux-être. Par l'entremise d'une initiative patronale-syndicale, Enerflex – un programme d'avantages sociaux souple – a été adapté en insistant sur l'importance de la participation et de la responsabilisation du personnel.

## Systèmes de renseignements commerciaux (SRC)

Au cours de l'exercice, s'est poursuivi l'alignement des systèmes d'information et des investissements technologiques sur les objectifs de l'entreprise et des unités commerciales. SRC a collaboré avec les unités commerciales et a fourni 54 systèmes d'information offrant des solutions d'affaires. À titre d'exemple, le logiciel coopératif pour Énergie NB et Énergie atomique du Canada limitée (EACL) leur permet de partager des renseignements confidentiels sur le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, en toute sécurité, d'une manière rentable et en temps réel.

SRC est aussi chargé de préserver et de développer l'environnement informatique. En 2000-2001, cette division a signé un contrat avec un fournisseur de services externe pour entretenir et exploiter le parc d'ordinateurs et les systèmes d'information. Ainsi, la division a pu se concentrer sur le soutien et la fourniture de systèmes d'information qui permettent la convergence avec les objectifs commerciaux d'Énergie NB. En tant qu'ange gardien des systèmes d'information et des données, SRC a géré plus de 2 000 ordinateurs personnels et portatifs, plus de 400 applications commerciaux, deux progiciels de gestion intégrée des ressources, 45 réseaux, 31 centres d'exploitation et quatre serveurs régionaux à l'intérieur de la province.

Grâce à un programme de gestion de virus proactif, la disponibilité et la fiabilité des systèmes d'information d'Énergie NB ont été constantes. Ce dernier a permis la détection rapide et la prévention de virus qui auraient pu endommager les systèmes d'information. Advenant le cas où un sinistre rendrait le principal centre informatique inexploitable, nous avons conçu un plan de rétablissement pour récupérer les applications de gestion indispensables et rétablir le service.

## Finances

Des services de vérification interne aident plusieurs secteurs de l'entreprise dans les activités de gestion liées au Programme de gestion des risques commerciaux. SRC et Ressources humaines ont effectué des évaluations des risques d'exploitation et élaboré des stratégies de gestion des risques. Pendant ce temps, chacune des unités commerciales continuait à faire face aux risques qui lui sont propres. Le comité exécutif de gestion des risques a mis sur pied un plan d'action afin de réduire les risques et de réviser le profil des risques de l'entreprise.

En 2000-2001, le conseil d'administration a avalisé une stratégie de gestion de la dette. La division de Finances prévoit un besoin de refinancement au cours des trois prochaines années puisque presque 50 % des obligations actuelles viendront à échéance ou seront exigibles. Pour préserver les prévisions budgétaires et restreindre les risques provenant des marchés des capitaux, la division de Finances couvre les besoins d'emprunt et l'effet des fluctuations du taux d'intérêt.

## Affaires publiques

Au cours de l'exercice financier, Affaires publiques a fourni des services de communication à la haute direction et aux unités commerciales. En plus des activités courantes de relations avec les médias et de relations publiques, la division s'est concentrée sur le programme de communication pour la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau, le lancement du programme d'avantages sociaux Enerflex 2001, des approches communautaires pour plusieurs projets de transport et des messages publicitaires télévisés sur la sécurité.

En février 2001, nous avons lancé un nouveau site Intranet d'entreprise. Son rôle est bivalent : servir d'organe pour les communications perfectionnées et de plate-forme pour l'enrichissement futur d'applications Web en vue de l'amélioration des affaires. Intranet est un outil multitâche qui procure un accès plus aisé à l'information : il peut être adapté pour répondre soit aux besoins de chacune des unités commerciales, soit aux besoins personnels de l'utilisateur. La mise en valeur du site Web (www.energienb.com) se poursuit. Entre autres améliorations, mentionnons : l'accroissement des fonctions à la section *Services à la clientèle*, des informations sur la réglementation, une révision des sections *Remise à neuf* de la centrale de Point Lepreau et *Éducation* (comprenant des visites virtuelles des principales centrales).

# RENDEMENT FINANCIER 2000-2001

**TABLE DES MATIÈRES**


36 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS

37-40 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

41-50 NOTES COMPLÉMENTAIRES

51-54 APERÇU STATISTIQUE

# Faits saillants

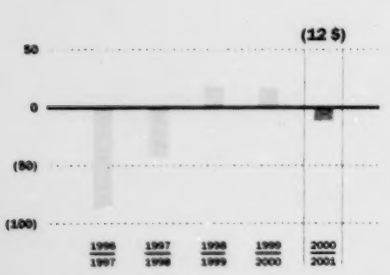
| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **RENDEMENT FINANCIER** | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | (12)$ | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Bénéfice (perte) avant radiation | (12)$ | 17 $ | 27 $ | (21)$ | (19)$ |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Réduction de la dette nette* | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |
| **RATIOS ET POURCENTAGES FINANCIERS** | | | | | |
| Marge d'exploitation | 23 % | 28 % | 30 % | 26 % | 25 % |
| Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement | 1,84 x | 2,56 x | 3,63 x | 2,67 x | 1,77 x |
| Dette / Capital | 100 % | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |
| Couverture de l'intérêt** | 0,96 x | 1,06 x | 1,06 x | 0,86 x | 0,72 x |
| **PRINCIPAUX FACTEURS D'EXPLOITATION** | | | | | |
| Production hydroélectrique nette*** | 88,6 % | 113,0 % | 100,9 | 88 % | 107 % |
| Facteur de service net de la centrale de Point Lepreau | 65,1 % | 72,1 % | 83,6 % | 66,0 % | 62,7 % |
| Dollar canadien au 31 mars | 0,634 $ | 0,688 $ | 0,663 $ | 0,706 $ | 0,722 $ |
| Prix du mazout lourd ($US / moyenne par baril) | 20,28 $ | 16,70 $ | 9,76 $ | 14,12 $ | 15,88 $ |

* Libres mouvements de trésorerie après redressement des opérations de change relatives à la dette en devises US dans le bilan / ** Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation / *** Pourcentage de la moyenne à long terme

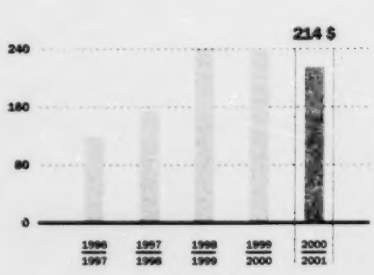
# Vue d'ensemble

En 2000-2001, Énergie NB a enregistré une perte de 12 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 1999-2000, qui s'élevait à 17 millions de dollars. Un arrêt non prévu de six semaines à la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui s'est déclaré à la fin de l'exercice financier et qui a duré 27 jours en 2000-2001, a coûté 27 millions de dollars en frais de combustibles de remplacement et d'achat d'électricité, et a entraîné l'annulation d'occasions de ventes à l'exportation et l'augmentation des dépenses EEA. Deux autres facteurs ont contribué à la perte de bénéfice net. Pour des raisons économiques, la Société a arrêté l'alimentation en charbon indigène du Nouveau-Brunswick de la centrale de Belledune, et la chute de l'extraction du charbon a nécessité la restructuration de NB Coal, une filiale en propriété exclusive d'Énergie NB. Par conséquent, une charge ponctuelle de 5 millions de dollars a été enregistrée pour les départs à la retraite anticipée et un amortissement ponctuel de 7 millions de dollars a été enregistré relativement à la pelle à benne traînante excédentaire.

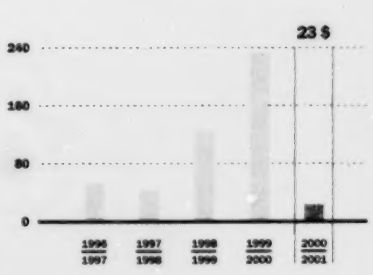
**BÉNÉFICE (PERTE) AVANT VIREMENT ET RADIATION**
(en millions de dollars)




**ENCAISSE D'EXPLOITATION**
(en millions de dollars)




**RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE**
(en millions de dollars)



Ces résultats déficitaires indiquent que la rentabilité de la Société n'est pas suffisante pour résorber une perte de production imprévue et de longue durée à Point Lepreau. Depuis presque 20 ans, cette centrale fournit jusqu'à 30 % de la production d'Énergie NB ; cependant, la nécessité d'affronter des défis d'entretien plus nombreux laisse présager de plus fréquents arrêts de service imprévus. Cette situation représente un risque d'affaires récurrent, et le rendement financier demeurera incertain jusqu'à la remise à neuf ou jusqu'au déclassement de la centrale.

Malgré cette perte, la Société a dégagé une forte encaisse d'exploitation de 215 millions de dollars. Les dépenses en capital de 118 millions de dollars ont été financées à même cette encaisse. Les libres mouvements de trésorerie ont atteint 114 millions de dollars. La dette a été réduite de 23 millions de dollars en 2000-2001, un chiffre moins élevé que prévu étant donné la chute importante de la valeur du dollar canadien.

Les principaux indicateurs de rendement financier ont démontré que l'amélioration du rendement, observée pendant une période de cinq ans, s'est maintenue au cours de 2000-2001 :

- L'encaisse d'exploitation s'est élevée à 215 millions de dollars comparativement à 237 millions de dollars en 1999-2000. C'est la troisième année consécutive que l'encaisse d'exploitation s'est maintenue au-dessus de la barre des 200 millions de dollars.
- Les dépenses d'investissement de 118 millions de dollars ont été financées grâce aux mouvements de trésorerie de la Société.
- Les libres mouvements de trésorerie, c'est-à-dire les mouvements de trésorerie après déduction des dépenses d'investissement et des modifications dans le fonds de roulement, représentent les fonds disponibles pour réduire la dette. Ils se sont élevés à 114 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 197 millions de dollars en 1999-2000. Les libres mouvements de trésorerie ont permis d'affecter 635 millions de dollars à la réduction de la dette au cours des cinq dernières années. Cela constitue un indicateur important de la santé financière de la Société.
- Pour la cinquième année consécutive, la réduction de la dette s'est poursuivie et est passée à 23 millions de dollars en 2000-2001 après des rajustements relatifs au taux de change, ce qui représente une baisse de 476 millions de dollars en cinq ans.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | [illegible] | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Virement des réserves | [illegible] | 0 | 9 | 22 | 68 |
| Amortissement de la charge reportée | [illegible] | 0 | (450) | 0 | 0 |
| **BÉNÉFICE NET (PERTE)** | [illegible] | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |

## Revenus d'exploitation 2000-2001

**RECETTES**

Les recettes totales d'Énergie NB comprennent les ventes dans la province, les ventes hors de la province et divers revenus tirés des chauffe-eau, des tarifs de transport, des services auxiliaires, de la vente de la vapeur et d'autres sous-produits de la production d'énergie électrique. Les recettes totales sont passées de 1,25 milliard en 1999-2000 à 1,3 milliard en 2000-2001, soit une hausse de 4,9 %.

| **RECETTES** | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Ventes d'énergie | | | | | |
| Dans la province | [illegible] | 888 $ | 872 $ | 869 $ | 825 $ |
| Hors de la province | [illegible] | 330 | 304 | 244 | 182 |
| Revenus divers | [illegible] | 30 | 28 | 27 | 30 |
| **RECETTES TOTALES** | [illegible] | 1 248 $ | 1 204 $ | 1 140 $ | 1 037 $ |
| Pourcentage de hausse | [illegible] | 3,7 % | 5,6 % | 9,9 % | 1,9 % |

# Faits saillants

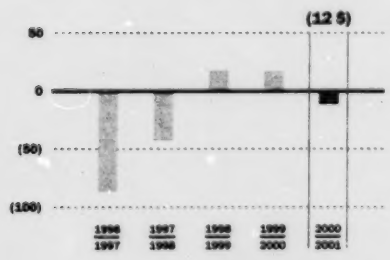
| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **RENDEMENT FINANCIER** | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | (12)$ | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Bénéfice (perte) avant radiation | (12)$ | 17 $ | 27 $ | (21)$ | (19)$ |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Réduction de la dette nette* | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |
| **RATIOS ET POURCENTAGES FINANCIERS** | | | | | |
| Marge d'exploitation | 23 % | 28 % | 30 % | 26 % | 25 % |
| Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement | 1,84 x | 2,56 x | 3,63 x | 2,67 x | 1,77 x |
| Dette / Capital | 100 % | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |
| Couverture de l'intérêt** | 0,96 x | 1,06 x | 1,06 x | 0,86 x | 0,72 x |
| **PRINCIPAUX FACTEURS D'EXPLOITATION** | | | | | |
| Production hydroélectrique nette*** | 88,6 % | 113,0 % | 100,9 | 88 % | 107 % |
| Facteur de service net de la centrale de Point Lepreau | 65,1 % | 72,1 % | 83,6 % | 66,0 % | 62,7 % |
| Dollar canadien au 31 mars | 0,634 $ | 0,688 $ | 0,663 $ | 0,706 $ | 0,722 $ |
| Prix du mazout lourd ($US / moyenne par baril) | 20,28 $ | 16,70 $ | 9,76 $ | 14,12 $ | 15,88 $ |

* Libres mouvements de trésorerie après redressement des opérations de change relatives à la dette en devises US dans le bilan / ** Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation / *** Pourcentage de la moyenne à long terme

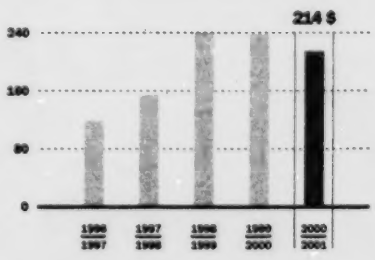
# Vue d'ensemble

En 2000-2001, Énergie NB a enregistré une perte de 12 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 1999-2000, qui s'élevait à 17 millions de dollars. Un arrêt non prévu de six semaines à la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui s'est déclaré à la fin de l'exercice financier et qui a duré 27 jours en 2000-2001, a coûté 27 millions de dollars en frais de combustibles de remplacement et d'achat d'électricité, et a entraîné l'annulation d'occasions de ventes à l'exportation et l'augmentation des dépenses EEA. Deux autres facteurs ont contribué à la perte de bénéfice net. Pour des raisons économiques, la Société a arrêté l'alimentation en charbon indigène du Nouveau-Brunswick de la centrale de Belledune, et la chute de l'extraction du charbon a nécessité la restructuration de NB Coal, une filiale en propriété exclusive d'Énergie NB. Par conséquent, une charge ponctuelle de 5 millions de dollars a été enregistrée pour les départs à la retraite anticipée et un amortissement ponctuel de 7 millions de dollars a été enregistré relativement à la pelle à benne traînante excédentaire.

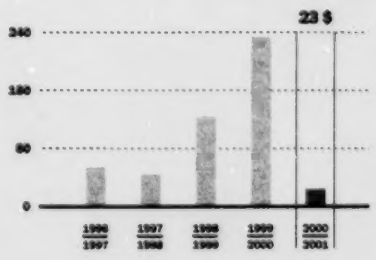
**BÉNÉFICE (PERTE) AVANT VIREMENT ET RADIATION**
(en millions de dollars)




**ENCAISSE D'EXPLOITATION**
(en millions de dollars)




**RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE**
(en millions de dollars)



Ces résultats déficitaires indiquent que la rentabilité de la Société n'est pas suffisante pour résorber une perte de production imprévue et de longue durée à Point Lepreau. Depuis presque 20 ans, cette centrale fournit jusqu'à 30 % de la production d'Énergie NB ; cependant, la nécessité d'affronter des défis d'entretien plus nombreux laisse présager de plus fréquents arrêts de service imprévus. Cette situation représente un risque d'affaires récurrent, et le rendement financier demeurera incertain jusqu'à la remise à neuf ou jusqu'au déclassement de la centrale.

Malgré cette perte, la Société a dégagé une forte encaisse d'exploitation de 215 millions de dollars. Les dépenses en capital de 118 millions de dollars ont été financées à même cette encaisse. Les libres mouvements de trésorerie ont atteint 114 millions de dollars. La dette a été réduite de 23 millions de dollars en 2000-2001, un chiffre moins élevé que prévu étant donné la chute importante de la valeur du dollar canadien.

Les principaux indicateurs de rendement financier ont démontré que l'amélioration du rendement, observée pendant une période de cinq ans, s'est maintenue au cours de 2000-2001 :

- L'encaisse d'exploitation s'est élevée à 215 millions de dollars comparativement à 237 millions de dollars en 1999-2000. C'est la troisième année consécutive que l'encaisse d'exploitation s'est maintenue au-dessus de la barre des 200 millions de dollars.
- Les dépenses d'investissement de 118 millions de dollars ont été financées grâce aux mouvements de trésorerie de la Société.
- Les libres mouvements de trésorerie, c'est-à-dire les mouvements de trésorerie après déduction des dépenses d'investissement et des modifications dans le fonds de roulement, représentent les fonds disponibles pour réduire la dette. Ils se sont élevés à 114 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 197 millions de dollars en 1999-2000. Les libres mouvements de trésorerie ont permis d'affecter 635 millions de dollars à la réduction de la dette au cours des cinq dernières années. Cela constitue un indicateur important de la santé financière de la Société.
- Pour la cinquième année consécutive, la réduction de la dette s'est poursuivie et est passée à 23 millions de dollars en 2000-2001 après des rajustements relatifs au taux de change, ce qui représente une baisse de 476 millions de dollars en cinq ans.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Bénéfice (perte) avant virement et radiation | (12)$ | 17 $ | 18 $ | (43)$ | (87)$ |
| Virement des réserves | 0 | 0 | 9 | 22 | 68 |
| Amortissement de la charge reportée | 0 | 0 | (450) | 0 | 0 |
| **BÉNÉFICE NET (PERTE)** | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |

## Revenus d'exploitation 2000-2001

**RECETTES**

Les recettes totales d'Énergie NB comprennent les ventes dans la province, les ventes hors de la province et divers revenus tirés des chauffe-eau, des tarifs de transport, des services auxiliaires, de la vente de la vapeur et d'autres sous-produits de la production d'énergie électrique. Les recettes totales sont passées de 1,25 milliard en 1999-2000 à 1,3 milliard en 2000-2001, soit une hausse de 4,9 %.

| **RECETTES** | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Ventes d'énergie | | | | | |
| Dans la province | 931 $ | 888 $ | 872 $ | 869 $ | 825 $ |
| Hors de la province | 332 | 330 | 304 | 244 | 182 |
| Revenus divers | 46 | 30 | 28 | 27 | 30 |
| **RECETTES TOTALES** | 1 309 $ | 1 248 $ | 1 204 $ | 1 140 $ | 1 037 $ |
| Pourcentage de hausse | 4,9 % | 3,7 % | 5,6 % | 9,9 % | 1,9 % |

#### VENTES D'ÉNERGIE DANS LA PROVINCE

Les recettes tirées des ventes d'électricité dans la province ont atteint 931 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 888 millions de dollars l'année précédente, soit une augmentation de 43 millions de dollars ou 4,8 %. Cette hausse est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- Le retour du temps froid, qui a fait augmenter la consommation d'électricité de 484 GWh et les recettes de 29 millions de dollars ;
- L'effet de la hausse de 3 % des tarifs de l'usage résidentiel, entrée en vigueur le 1er avril 2000, qui s'est traduite par une augmentation de 10 millions de dollars des recettes ;
- Une augmentation de 139 GWh ou 10 millions de dollars des ventes au secteur industriel du fait de la bonne santé de l'économie.

Les recettes dans la province ont subi une réduction de 214 GWh de la consommation dans les secteurs résidentiel et général, ce qui a entraîné une baisse de 9 millions de dollars du chiffre d'affaires.

#### RECETTES DANS LA PROVINCE, PAR SECTEURS

Chacun des postes des recettes dans la province a connu une augmentation en 2000-2001 par rapport à l'exercice précédent.

- **Usage résidentiel** – Les recettes provenant des ventes à plus de 275 000 clients résidentiels se sont chiffrées à 364 millions de dollars, ce qui représente une hausse de 24 millions de dollars ou 7,1 % comparativement aux recettes de 340 millions de dollars de l'exercice 1999-2000. L'augmentation de 3 % des tarifs le 1er avril 2000 a compté pour 10 millions de dollars de cette hausse, et le retour aux conditions météorologiques de saison pour 18 millions de dollars. L'utilisation d'énergie réelle s'est chiffrée à 4 millions de dollars de moins que prévue, en raison d'une consommation plus basse par client, ce qui a eu un effet négatif sur ces augmentations.
- **Usage général** – Les recettes de l'usage général – petites entreprises, hôpitaux et écoles – ont été de 178 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 176 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 2 millions de dollars ou 1,1 %.
- **Ventes en gros** – Les recettes des ventes en gros aux services publics municipaux de Saint John et d'Edmunston ont atteint 73 millions de dollars contre 71 millions de dollars en 1999-2000, ce qui correspond à une hausse de 2 millions de dollars ou 2,8 % pour l'année.
- **Usage industriel** – Le secteur industriel a affiché des recettes de 298 millions de dollars, en hausse de 10 millions de dollars ou 3,5 % par rapport à celles de 1999-2000. Cette progression est causée par la solide croissance économique combinée au retour aux activités normales de certains clients importants.

#### VENTES D'ÉNERGIE À L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Les exportations d'électricité d'Énergie NB vers les provinces voisines et vers la Nouvelle-Angleterre constituent toujours une source importante de recettes pour la Société. Les marges qu'elle a dégagées lui ont permis de maintenir des tarifs assez bas pour les clients de la province.

Les recettes à l'extérieur de la province se sont chiffrées à 332 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 330 millions de dollars pendant l'exercice précédent, soit une hausse de 2 millions de dollars. Bien que le volume d'énergie vendue ait baissé de 22 %, passant de 6 255 GWh à 4 878 GWh, ce déclin a été compensé par la hausse des cours de l'énergie. Les exportations d'électricité ont été touchées par la baisse du rendement des centrales hydroélectriques, qui est resté sous la moyenne, et par la réduction de la capacité de la centrale nucléaire de Point Lepreau attribuable à l'arrêt imprévu de la centrale.

#### RECETTES DIVERSES

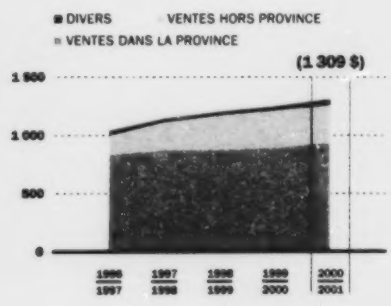
Les divers revenus tirés de la location des chauffe-eau, des tarifs de transport, des services auxiliaires, de la vente de la vapeur et d'autres sous-produits de la production d'énergie électrique ont atteint 46 millions de dollars en 2000-2001, soit une hausse de 16 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. La moitié de cette hausse est attribuable à une augmentation des recettes tirées des tarifs imposés sur les transports, qui sont passées de 1 million en 1999-2000 à 9 millions de dollars en 2000-2001.

## Dépenses

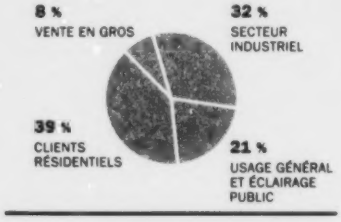
#### COMBUSTIBLES ET ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

En 2000-2001, le coût des combustibles et de l'achat d'électricité a été de 501 millions de dollars comparativement à 395 millions de dollars en 1999-2000, ce qui constitue une hausse de 106 millions de dollars ou 26,8 %. Les combustibles, surtout le mazout lourd, ont

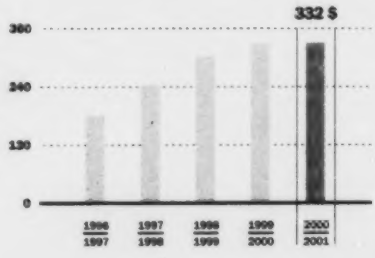
**ANALYSE DES RECETTES**
(en millions de dollars)




**RECETTES DANS LA PROVINCE**
(en millions de dollars)




**RECETTES HORS DE LA PROVINCE**
(en millions de dollars)



représenté environ 80 % de ces coûts et les achats d'électricité dans les centrales de la Nouvelle-Écosse, du Maine et du Québec, 20 %.

La hausse du coût des combustibles et de l'achat d'électricité est attribuable à quatre facteurs :

1. **Baisse de la production hydroélectrique** – En 2000-2001, la production hydroélectrique a chuté de 22 % par rapport à l'exercice précédent et de 11 % par rapport à la moyenne des niveaux d'eau à long terme.
2. **Baisse de la production nucléaire** – Le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau est passé de 72,1 % en 1999-2000 à 65,1 % en 2000-2001.
3. **Hausse de la production des centrales au mazout** – Une partie importante de la hausse des coûts est attribuable au besoin d'exploiter davantage les centrales au mazout afin de remplacer la production nucléaire et hydroélectrique à plus bas prix.
4. **Hausse des prix du pétrole** – En 1999-2000, le prix moyen du pétrole était de 16,70 $US le baril ; en 2000-2001, le baril est passé à 20,28 $US. Les achats de pétrole se faisant en dollars américains, la faiblesse du dollar canadien a eu un effet sur le prix du pétrole. Le dollar canadien s'est établi à 0,66 $ en 2000-2001 comparativement à 0,68 $ en 1999-2000.

Les achats d'électricité ont été considérablement réduits en 2000-2001 du fait de l'expiration d'un contrat à tarif fixe avec une centrale voisine en février 2000.

**COÛTS DES COMBUSTIBLES ET DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ D'UNE ANNÉE À UNE AUTRE**

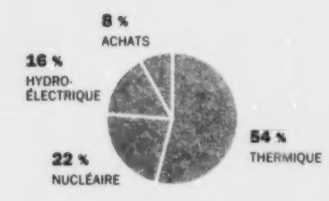
| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | Écart | Énergie (GWh) produite | Écart en GWh par rapport à la hausse de 1999-2000 (baisse) |
|---|---|---|---|---|---|
| Thermique | 397 $ | 220 $ | 177 $ | 11 837 | 2 640 |
| Nucléaire | 4 | 5 | (1) | 3 618 | (404) |
| Hydroélectrique | 0 | 0 | 0 | 2 352 | (647) |
| Achats | 100 | 170 | (70) | 2 017 | (2 615) |
| **TOTAL** | 501 $ | 395 $ | 106 $ | 19 824 | (1 026) |

**COÛTS DES COMBUSTIBLES ET DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ DANS LA PROVINCE**

Les coûts des combustibles et des achats d'électricité engagés pour répondre à la demande dans la province ont augmenté de 94 millions de dollars, passant de 207 millions de dollars en 1999-2000 à 301 millions de dollars en 2000-2001. Les pressions imposées par les coûts comprennent les éléments suivants :

1. **Baisse de la production hydroélectrique** – La baisse des niveaux d'eau a rendu les conditions hydrauliques moins favorables qu'au cours de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une hausse de 29 millions de dollars des coûts. Des niveaux d'eau élevés permettent d'accroître la production d'une électricité relativement bon marché dans les centrales hydroélectriques.
2. **Augmentation des prix du pétrole** – Le prix du mazout lourd a grimpé considérablement, représentant une hausse de 27 millions de dollars.
3. **Baisse de la production nucléaire** – Le facteur de capacité de Point Lepreau a atteint 65,1 % en 2000-2001, ce qui a entraîné une augmentation de 17 millions de dollars des frais d'énergie de substitution. Plus la centrale nucléaire produit d'électricité, moins Énergie NB est obligée de compter sur la production plus coûteuse d'énergie thermique et sur les achats d'électricité.
4. **Hausse de la demande** – La demande d'électricité dans la province a augmenté de 356 GWh, ce qui représente une hausse des coûts de 16 millions de dollars.
5. **Baisse du dollar canadien** – La valeur du dollar canadien a chuté par rapport à celle du dollar américain, ce qui a rendu les achats de combustibles en dollars américains plus chers. La hausse supplémentaire des coûts se chiffre à 5 millions de dollars.

**APPROVISIONNEMENT DANS LA PROVINCE**
(en millions de KWh)



**COÛTS DES COMBUSTIBLES ET DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ HORS DE LA PROVINCE**

Le volume des ventes hors de la province a diminué en 2000-2001 comparativement à l'exercice précédent. Par contre, les coûts des combustibles et des achats d'électricité pour fournir les clients hors de la province ont connu une hausse de 12 millions de dollars du fait de l'envolée des prix du pétrole. Dans l'ensemble, les marges nettes sur les ventes à l'extérieur de la province ont chuté de 10 millions de dollars.

| COMBUSTIBLES ET ACHATS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE | 2000-2001 | 1999-2000 | Écart | Écart en % |
|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | |
| Énergie vendue (GWh) | 4 878 | 6 255 | (1 377) | (22)% |
| Recettes hors de la province | 332 $ | 330 $ | 2 $ | 0,6 % |
| Coût des combustibles et des achats | 200 | 188 | 12 | 6,4 % |
| **MARGE DES VENTES HORS DE LA PROVINCE** | **132 $** | **142 $** | **10 $** | **(7)%** |

**DÉPENSES D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION**

En 2000-2001, les dépenses se sont chiffrées à 308 millions de dollars comparativement à 315 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, ce qui représente une baisse de 7 millions de dollars ou 2,2 %.

Des pressions à la hausse sont attribuables aux facteurs suivants :

- La réduction de l'effectif à NB Coal s'est traduite par une charge ponctuelle de 5 millions de dollars pour les départs à la retraite anticipée ;
- La hausse des coûts de l'entretien dans l'unité de Production s'est chiffrée à 6 millions de dollars en raison de l'enlèvement de l'amiante à deux installations ainsi que d'autres besoins reliés aux arrêts d'entretien ;
- Les investissements consentis afin d'améliorer la fiabilité des unités de Transport et de Services à la clientèle ont représenté 6 millions de dollars.

Ces pressions à la hausse ont été toutefois compensées par les facteurs suivants :

- La réduction de 9 millions de dollars des charges de retraite attribuable à un rendement de l'actif favorable en 1999-2000 ;
- Un règlement à l'amiable de 6 millions de dollars avec un tiers ;
- Des économies de 4 millions de dollars réalisées grâce à des réductions d'effectif dans l'unité de Production.

**AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT**

L'amortissement et le déclassement ont représenté 205 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 190 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 15 millions de dollars ou 7,9 %. La hausse des frais d'amortissement est attribuable à l'amortissement de 7 millions de dollars engendré par la mise hors service de la pelle à benne traînante de NB Coal alors que d'autres hausses sont liées aux investissements dans le nucléaire et les systèmes d'information.

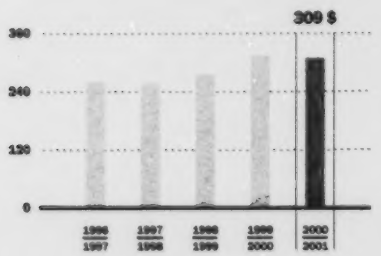
**FRAIS FINANCIERS**

Les frais financiers sont passés à 306 millions de dollars en 2000-2001, en baisse par rapport aux 331 millions de dollars de 1999-2000. Cette baisse de 25 millions de dollars est principalement attribuable à la réduction importante de la dette nette par rapport à l'exercice précédent. De même, les versements d'intérêt sur la dette à long terme ont baissé en 2000-2001 du fait du remplacement d'une émission obligataire à intérêt élevé par une nouvelle émission obligataire à taux d'intérêt moindre.

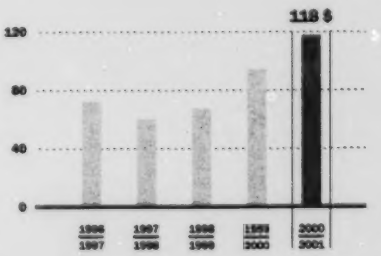
**DÉPENSES D'INVESTISSEMENT**

Les dépenses d'investissement ont totalisé 118 millions de dollars en 2000-2001 contre 95 millions de dollars en 1999-2000. Au cours de l'exercice, les dépenses d'investissement comprenaient l'analyse technique d'avant-projet et les autres travaux nécessaires en vue de prendre une décision sur la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

**FRAIS EEA**
(en millions de dollars)




**DÉPENSES D'INVESTISSEMENT**
(en millions de dollars)



Dans le plan de développement d'Énergie NB, terminé en 2000-2001, on a examiné divers projets de production et de transport qui satisferaient les objectifs de l'entreprise : offrir des tarifs d'électricité stables à l'avenir et une électricité fiable, et garantir le respect des normes environnementales les plus modernes. On recommande de privilégier les projets d'investissement suivants :

- Ligne de transport et interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre ;
- Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove ;
- Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Le conseil a approuvé les dépenses nécessaires pour faire une étude minutieuse de la faisabilité d'entreprendre ces projets d'aménagement.

# Encaisse d'exploitation et réduction de la dette

**ENCAISSE D'EXPLOITATION**

En 2000-2001, l'encaisse d'exploitation d'Énergie NB s'est élevée à 215 millions de dollars, en baisse de 22 millions de dollars ou 9,7 % par rapport à l'exercice précédent. La perte de cette année constitue la principale raison du déclin. En 2000-2001, l'encaisse a dépassé les besoins de dépenses d'investissement, ce qui a permis à Énergie NB de réduire sa dette pour la cinquième année consécutive.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17$ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Amortissement et autres éléments hors caisse n'exigeant pas un paiement comptant | 226 | 220 | 662 | 175 | 138 |
| **ENCAISSE D'EXPLOITATION** | **214 $** | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |

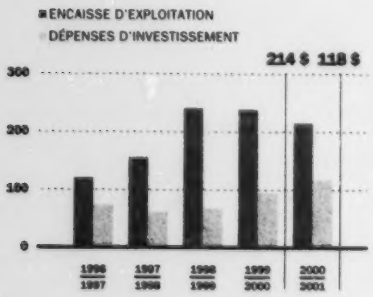
**LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE**

Les libres mouvements de trésorerie ont atteint 114 millions de dollars en 2000-2001, en baisse par rapport aux 197 millions de dollars de 1999-2000. Les libres mouvements de trésorerie comprennent l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, plus les produits de la cession de l'actif et des contributions des clients pour les dépenses d'investissement, et les modifications du fonds de roulement.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Dépenses d'investissement | (118) | (95) | (68) | (61) | (73) |
| Produits de la cession et des contributions des clients | 2 | 41 | 3 | 1 | 4 |
| Réduction (augmentation) du fonds de roulement | 16 | 22 | 23 | (20) | 18 |
| Paiement relatif aux fonds de pension non provisionnés | 0 | (8) | (8) | (7) | 0 |
| **LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE** | **114 $** | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |

**COMPOSANTS DES LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE**

(en millions de dollars)



### COÛTS DES COMBUSTIBLES ET DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ HORS DE LA PROVINCE

Le volume des ventes hors de la province a diminué en 2000-2001 comparativement à l'exercice précédent. Par contre, les coûts des combustibles et des achats d'électricité pour fournir les clients hors de la province ont connu une hausse de 12 millions de dollars du fait de l'envolée des prix du pétrole. Dans l'ensemble, les marges nettes sur les ventes à l'extérieur de la province ont chuté de 10 millions de dollars.

| COMBUSTIBLES ET ACHATS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE | 2000-2001 | 1999-2000 | Écart | Écart en % |
|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | |
| Énergie vendue (GWh) | 4 878 | 6 255 | (1 377) | (22)% |
| Recettes hors de la province | 332 $ | 330 $ | 2 $ | 0,6 % |
| Coût des combustibles et des achats | 200 | 188 | 12 | 6,4 % |
| **MARGE DES VENTES HORS DE LA PROVINCE** | 132 $ | 142 $ | 10 $ | (7)% |

### DÉPENSES D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION

En 2000-2001, les dépenses se sont chiffrées à 308 millions de dollars comparativement à 315 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, ce qui représente une baisse de 7 millions de dollars ou 2,2 %.

Des pressions à la hausse sont attribuables aux facteurs suivants :

- La réduction de l'effectif à NB Coal s'est traduite par une charge ponctuelle de 5 millions de dollars pour les départs à la retraite anticipée ;
- La hausse des coûts de l'entretien dans l'unité de Production s'est chiffrée à 6 millions de dollars en raison de l'enlèvement de l'amiante à deux installations ainsi que d'autres besoins reliés aux arrêts d'entretien ;
- Les investissements consentis afin d'améliorer la fiabilité des unités de Transport et de Services à la clientèle ont représenté 6 millions de dollars.

Ces pressions à la hausse ont été toutefois compensées par les facteurs suivants :

- La réduction de 9 millions de dollars des charges de retraite attribuable à un rendement de l'actif favorable en 1999-2000 ;
- Un règlement à l'amiable de 6 millions de dollars avec un tiers ;
- Des économies de 4 millions de dollars réalisées grâce à des réductions d'effectif dans l'unité de Production.

### AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

L'amortissement et le déclassement ont représenté 205 millions de dollars en 2000-2001 comparativement à 190 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 15 millions de dollars ou 7,9 %. La hausse des frais d'amortissement est attribuable à l'amortissement de 7 millions de dollars engendré par la mise hors service de la pelle à benne traînante de NB Coal alors que d'autres hausses sont liées aux investissements dans le nucléaire et les systèmes d'information.

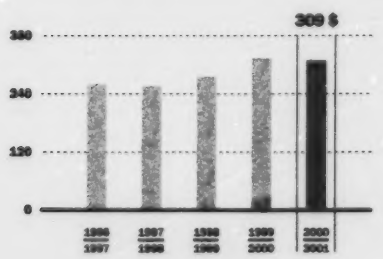
### FRAIS FINANCIERS

Les frais financiers sont passés à 306 millions de dollars en 2000-2001, en baisse par rapport aux 331 millions de dollars de 1999-2000. Cette baisse de 25 millions de dollars est principalement attribuable à la réduction importante de la dette nette par rapport à l'exercice précédent. De même, les versements d'intérêt sur la dette à long terme ont baissé en 2000-2001 du fait du remplacement d'une émission obligataire à intérêt élevé par une nouvelle émission obligataire à taux d'intérêt moindre.

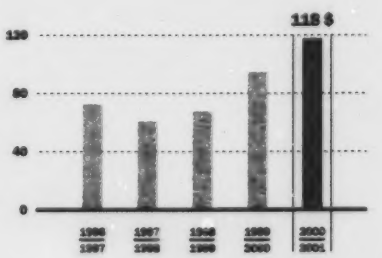
### DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Les dépenses d'investissement ont totalisé 118 millions de dollars en 2000-2001 contre 95 millions de dollars en 1999-2000. Au cours de l'exercice, les dépenses d'investissement comprenaient l'analyse technique d'avant-projet et les autres travaux nécessaires en vue de prendre une décision sur la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

**FRAIS EEA**
(en millions de dollars)




**DÉPENSES D'INVESTISSEMENT**
(en millions de dollars)






16 17

Dans le plan de développement d'Énergie NB, terminé en 2000-2001, on a examiné divers projets de production et de transport qui satisferaient les objectifs de l'entreprise : offrir des tarifs d'électricité stables à l'avenir et une électricité fiable, et garantir le respect des normes environnementales les plus modernes. On recommande de privilégier les projets d'investissement suivants :

- Ligne de transport et interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre ;
- Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove ;
- Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Le conseil a approuvé les dépenses nécessaires pour faire une étude minutieuse de la faisabilité d'entreprendre ces projets d'aménagement.

# Encaisse d'exploitation et réduction de la dette

**ENCAISSE D'EXPLOITATION**

En 2000-2001, l'encaisse d'exploitation d'Énergie NB s'est élevée à 215 millions de dollars, en baisse de 22 millions de dollars ou 9,7 % par rapport à l'exercice précédent. La perte de cette année constitue la principale raison du déclin. En 2000-2001, l'encaisse a dépassé les besoins de dépenses d'investissement, ce qui a permis à Énergie NB de réduire sa dette pour la cinquième année consécutive.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17$ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Amortissement et autres éléments hors caisse n'exigeant pas un paiement comptant | 226 | 220 | 662 | 175 | 138 |
| **ENCAISSE D'EXPLOITATION** | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |

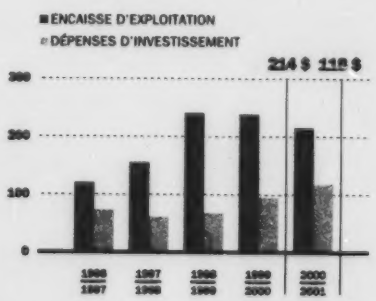
**LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE**

Les libres mouvements de trésorerie ont atteint 114 millions de dollars en 2000-2001, en baisse par rapport aux 197 millions de dollars de 1999-2000. Les libres mouvements de trésorerie comprennent l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, plus les produits de la cession de l'actif et des contributions des clients pour les dépenses d'investissement, et les modifications du fonds de roulement.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Encaisse d'exploitation | 214 $ | 237 $ | 239 $ | 154 $ | 119 $ |
| Dépenses d'investissement | (118) | (95) | (68) | (61) | (73) |
| Produits de la cession et des contributions des clients | 2 | 41 | 3 | 1 | 4 |
| Réduction (augmentation) du fonds de roulement | 16 | 22 | 23 | (20) | 18 |
| Paiement relatif aux fonds de pension non provisionnés | 0 | (8) | (8) | (7) | 0 |
| **LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE** | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |

**COMPOSANTS DES LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE**

(en millions de dollars)



**RÉDUCTION DE LA DETTE**

La réduction de la dette s'est chiffrée à 23 millions de dollars contre 234 millions de dollars l'année précédente. Le degré de réduction de la dette a été considérablement touché par le montant de la dette libellée en dollars américains et par le déclin du dollar canadien alors que le taux de change s'établissait à 0,634 $ en mars 2001 comparativement à 0,688 $ en mars 2000. Avant le redressement des opérations de change à la fin de l'exercice, la réduction de la dette se chiffrait à 105 millions de dollars. Les libres mouvements de trésorerie ont été appliqués à la dette de la Société sous la forme d'un montant de 114 millions de dollars en 2000-2001 contre 197 millions de dollars au cours de l'exercice précédent.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Redressement des opérations de change | (82) | 37 | (66) | (24) | (15) |
| Escompte sur la dette et couverture de l'intérêt | (9) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE** | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |

**LIQUIDITÉS**

La Société accède aux marchés financiers par l'intermédiaire de la dette émise par la province du Nouveau-Brunswick. Le niveau des emprunts à court terme de la Société fluctue selon l'échéance de la dette et les besoins en investissement de capitaux, mais en général, se limite à environ 5 % des recettes de l'année précédente.

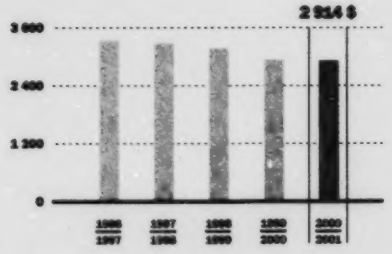
La dette arrivant à échéance en 2000-2001 est composée d'obligations de 26 millions de dollars à 7,625 % arrivant à échéance en juillet 2000, d'obligations de 75 millions de dollars à 11,25 % arrivant à échéance en décembre 2000 et d'obligations de 150 millions de dollars à 10,75 % arrivant à échéance en février 2001. Au cours de l'exercice 2000-2001, Énergie NB a exercé une option d'achat pour le rachat anticipé d'obligations d'une valeur de 75 millions de dollars à 12,5 % arrivant à échéance en mai 2005. Énergie NB exercera une option d'achat lorsqu'une telle mesure permettra de remplacer une dette à coupon élevé par une dette à coupon moins élevé.

| DETTE | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Dette à long terme, nette des fonds d'amortissement | 2 869 $ | 2 795 $ | 3 019 $ | 3 104 $ | 3 247 $ |
| Dette à court terme | 102 | 176 | 159 | 194 | 111 |
| Espèces et investissements à court terme | (57) | (34) | (7) | (4) | (21) |
| **TOTAL** | 2 914 $ | 2 937 $ | 3 171 $ | 3 294 $ | 3 337 $ |

## Gestion des risques financiers

Énergie NB gère les risques financiers liés à ses activités d'exploitation, dont le prix du pétrole, les variations du cours des devises et les fluctuations du taux d'intérêt. Son objectif est de maintenir la stabilité des prix et d'en prévoir les variations afin de contribuer à atteindre les objectifs budgétaires de la Société. Les contrats financiers servent à se protéger des risques particuliers que la Société doit gérer.

**DETTE NETTE TOTALE**
(en millions de dollars)



**SENSIBILITÉ FINANCIÈRE**

| VARIABLE ÉCONOMIQUE | Sensibilité / Écart (+/-) | Effet sur les bénéfices nets 2000-2001* |
|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | |
| Dollar canadien (¢US) | 1 ¢US | 6,5 $ |
| Taux d'intérêt (à court terme) | 1 % | 1,5 $ |
| Taux d'intérêt (à long terme) | 1 % | 1,2 $ |
| Prix du pétrole ($US/baril) | 1 $US/baril | 13,6 $ |

* Avant le programme de couverture du risque

La dépendance d'Énergie NB par rapport au dollar américain influe sur toutes sortes de coûts. Environ 65 % des frais totaux de la Société, dont les achats de combustibles et d'électricité ainsi que les frais financiers, sont en dollars américains. De même, la dette nette totale dépend de la conversion en devises étrangères de quelque 660 millions de dollars de dette en dollars américains. L'effet des fluctuations des devises est compensé par un programme de couverture du risque de change et le refinancement de la dette en dollars américains à l'aide de capitaux canadiens. Au cours de l'exercice 2000-2001, 88 % de la dette en dollars américains de la Société a bénéficié du programme de couverture. Environ 20 % des recettes de la Société sont en dollars américains, ce qui offre une certaine protection contre le taux de change du dollar américain.

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur le coût de la dette d'Énergie NB. La Société cherche à remplacer la dette à coupon élevé par une dette à coupon moins élevé en empruntant de nouveau aux taux d'intérêt relativement faibles qui prévalent depuis ces dernières années. La Société a mis en place un programme de couverture afin de réduire ce genre de risque et, au cours de l'exercice, 50 % du risque lié au taux d'intérêt sur la nouvelle dette de la Société a été couvert.

Énergie NB a eu recours au mazout lourd au cours de l'année 2000-2001 afin de produire de l'électricité. Pour atténuer la volatilité du prix du mazout, la Société a signé des contrats à livrer afin de geler les prix des combustibles pendant la période où elle en a le plus besoin. Au cours de l'exercice, 68 % des risques liés aux ventes à prix fixe ont été couverts. La dépendance à l'égard de la fluctuation du prix des combustibles a été réduite grâce à la diversification des combustibles. En 2001-2002, Énergie NB inclura le gaz naturel dans la répartition de ses sources de combustibles.

## Gestion du risque commercial

Énergie NB a mené à bien la deuxième phase du programme de trois ans en collaboration avec le cabinet de consultants Ernst & Young afin d'intégrer la gestion des risques dans ses pratiques commerciales et de mettre en place un cadre plus perfectionné pour l'évaluation des risques et le contrôle des procédures. Ce programme comporte plusieurs objectifs :

- Favoriser une meilleure compréhension des principaux risques commerciaux auxquels fait face Énergie NB et leurs effets potentiels sur l'atteinte des objectifs de l'entreprise ;
- Donner un caractère formel à la politique et à la structure de gestion des risques d'Énergie NB ;
- Établir un ordre de priorité et axer ses efforts sur les principaux risques ;
- Améliorer l'engagement et la responsabilisation à l'égard de la gestion des risques au sein de la Société.

La direction et le conseil d'administration ont suivi les progrès des plans d'action de l'entreprise et des unités commerciales afin d'atténuer les risques commerciaux. Ils ont été informés des résultats vérifiés des essais de contrôle.

Au cours de l'exercice 2000-2001, les évaluations initiales des risques d'exploitation ont été effectuées dans deux divisions clés des Services d'entreprise, les Systèmes de renseignements commerciaux et les Ressources humaines. Une nouvelle évaluation des risques a été menée dans l'unité de Transport. D'autres évaluations sont prévues dans les autres unités commerciales en 2001-2002. De plus, le profil de risque de l'entreprise a été actualisé au cours de l'exercice et a donné lieu à une nouvelle définition des facteurs de risque, que l'on a classés par ordre de priorité :

- **Marchés d'exportation :** entretenir et élargir l'accès aux marchés d'exportation ;
- **Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau :** assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf ;
- **Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove :** assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf ;
- **Leadership :** attirer, former et retenir des dirigeants au fort esprit de leadership et les affecter aux fonctions prioritaires ;
- **Fiabilité de la production :** faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité de l'unité de Production ;
- **Fiabilité des transports :** faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité de l'unité de Transport.

Les projets de remise à neuf des centrales de Point Lepreau et de Coleson Cove sont actuellement en phase des études de faisabilité.

Des plans d'action ont été mis en place afin de se protéger contre les risques commerciaux.

### RÉDUCTION DE LA DETTE

La réduction de la dette s'est chiffrée à 23 millions de dollars contre 234 millions de dollars l'année précédente. Le degré de réduction de la dette a été considérablement touché par le montant de la dette libellée en dollars américains et par le déclin du dollar canadien alors que le taux de change s'établissait à 0,634 $ en mars 2001 comparativement à 0,688 $ en mars 2000. Avant le redressement des opérations de change à la fin de l'exercice, la réduction de la dette se chiffrait à 105 millions de dollars. Les libres mouvements de trésorerie ont été appliqués à la dette de la Société sous la forme d'un montant de 114 millions de dollars en 2000-2001 contre 197 millions de dollars au cours de l'exercice précédent.

| | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Libres mouvements de trésorerie | 114 $ | 197 $ | 189 $ | 67 $ | 68 $ |
| Redressement des opérations de change | (82) | 37 | (66) | (24) | (15) |
| Escompte sur la dette et couverture de l'intérêt | (9) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE** | 23 $ | 234 $ | 123 $ | 43 $ | 53 $ |

### LIQUIDITÉS

La Société accède aux marchés financiers par l'intermédiaire de la dette émise par la province du Nouveau-Brunswick. Le niveau des emprunts à court terme de la Société fluctue selon l'échéance de la dette et les besoins en investissement de capitaux, mais en général, se limite à environ 5 % des recettes de l'année précédente.

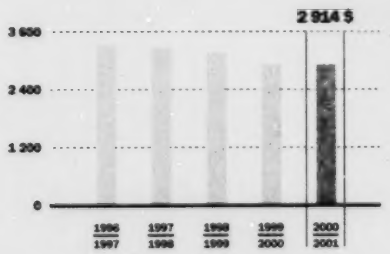
La dette arrivant à échéance en 2000-2001 est composée d'obligations de 26 millions de dollars à 7,625 % arrivant à échéance en juillet 2000, d'obligations de 75 millions de dollars à 11,25 % arrivant à échéance en décembre 2000 et d'obligations de 150 millions de dollars à 10,75 % arrivant à échéance en février 2001. Au cours de l'exercice 2000-2001, Énergie NB a exercé une option d'achat pour le rachat anticipé d'obligations d'une valeur de 75 millions de dollars à 12,5 % arrivant à échéance en mai 2005. Énergie NB exercera une option d'achat lorsqu'une telle mesure permettra de remplacer une dette à coupon élevé par une dette à coupon moins élevé.

| DETTE | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | | | | |
| Dette à long terme, nette des fonds d'amortissement | 2 869 $ | 2 795 $ | 3 019 $ | 3 104 $ | 3 247 $ |
| Dette à court terme | 102 | 176 | 159 | 194 | 111 |
| Espèces et investissements à court terme | (57) | (34) | (7) | (4) | (21) |
| **TOTAL** | 2 914 $ | 2 937 $ | 3 171 $ | 3 294 $ | 3 337 $ |

## Gestion des risques financiers

Énergie NB gère les risques financiers liés à ses activités d'exploitation, dont le prix du pétrole, les variations du cours des devises et les fluctuations du taux d'intérêt. Son objectif est de maintenir la stabilité des prix et d'en prévoir les variations afin de contribuer à atteindre les objectifs budgétaires de la Société. Les contrats financiers servent à se protéger des risques particuliers que la Société doit gérer.

**DETTE NETTE TOTALE**
(en millions de dollars)



**SENSIBILITÉ FINANCIÈRE**

| VARIABLE ÉCONOMIQUE | Sensibilité / Écart (+/-) | Effet sur les bénéfices nets 2000-2001* |
|---|---|---|
| (en millions de dollars) | | |
| Dollar canadien (¢US) | 1 ¢US | 6,8 $ |
| Taux d'intérêt (à court terme) | 1 % | 1,5 $ |
| Taux d'intérêt (à long terme) | 1 % | 1,2 $ |
| Prix du pétrole ($US/baril) | 1 $US/baril | 13,6 $ |

* Avant le programme de couverture du risque

La dépendance d'Énergie NB par rapport au dollar américain influe sur toutes sortes de coûts. Environ 65 % des frais totaux de la Société, dont les achats de combustibles et d'électricité ainsi que les frais financiers, sont en dollars américains. De même, la dette nette totale dépend de la conversion en devises étrangères de quelque 660 millions de dollars de dette en dollars américains. L'effet des fluctuations des devises est compensé par un programme de couverture du risque de change et le refinancement de la dette en dollars américains à l'aide de capitaux canadiens. Au cours de l'exercice 2000-2001, 88 % de la dette en dollars américains de la Société a bénéficié du programme de couverture. Environ 20 % des recettes de la Société sont en dollars américains, ce qui offre une certaine protection contre le taux de change du dollar américain.

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur le coût de la dette d'Énergie NB. La Société cherche à remplacer la dette à coupon élevé par une dette à coupon moins élevé en empruntant de nouveau aux taux d'intérêt relativement faibles qui prévalent depuis ces dernières années. La Société a mis en place un programme de couverture afin de réduire ce genre de risque et, au cours de l'exercice, 50 % du risque lié au taux d'intérêt sur la nouvelle dette de la Société a été couvert.

Énergie NB a eu recours au mazout lourd au cours de l'année 2000-2001 afin de produire de l'électricité. Pour atténuer la volatilité du prix du mazout, la Société a signé des contrats à livrer afin de geler les prix des combustibles pendant la période où elle en a le plus besoin. Au cours de l'exercice, 68 % des risques liés aux ventes à prix fixe ont été couverts. La dépendance à l'égard de la fluctuation du prix des combustibles a été réduite grâce à la diversification des combustibles. En 2001-2002, Énergie NB inclura le gaz naturel dans la répartition de ses sources de combustibles.

## Gestion du risque commercial

Énergie NB a mené à bien la deuxième phase du programme de trois ans en collaboration avec le cabinet de consultants Ernst & Young afin d'intégrer la gestion des risques dans ses pratiques commerciales et de mettre en place un cadre plus perfectionné pour l'évaluation des risques et le contrôle des procédures. Ce programme comporte plusieurs objectifs :

- Favoriser une meilleure compréhension des principaux risques commerciaux auxquels fait face Énergie NB et leurs effets potentiels sur l'atteinte des objectifs de l'entreprise ;
- Donner un caractère formel à la politique et à la structure de gestion des risques d'Énergie NB ;
- Établir un ordre de priorité et axer ses efforts sur les principaux risques ;
- Améliorer l'engagement et la responsabilisation à l'égard de la gestion des risques au sein de la Société.

La direction et le conseil d'administration ont suivi les progrès des plans d'action de l'entreprise et des unités commerciales afin d'atténuer les risques commerciaux. Ils ont été informés des résultats vérifiés des essais de contrôle.

Au cours de l'exercice 2000-2001, les évaluations initiales des risques d'exploitation ont été effectuées dans deux divisions clés des Services d'entreprise, les Systèmes de renseignements commerciaux et les Ressources humaines. Une nouvelle évaluation des risques a été menée dans l'unité de Transport. D'autres évaluations sont prévues dans les autres unités commerciales en 2001-2002. De plus, le profil de risque de l'entreprise a été actualisé au cours de l'exercice et a donné lieu à une nouvelle définition des facteurs de risque, que l'on a classés par ordre de priorité :

- **Marchés d'exportation :** entretenir et élargir l'accès aux marchés d'exportation ;
- **Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau :** assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf ;
- **Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove :** assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf ;
- **Leadership :** attirer, former et retenir des dirigeants au fort esprit de leadership et les affecter aux fonctions prioritaires ;
- **Fiabilité de la production :** faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité de l'unité de Production ;
- **Fiabilité des transports :** faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité de l'unité de Transport.

Les projets de remise à neuf des centrales de Point Lepreau et de Coleson Cove sont actuellement en phase des études de faisabilité.

Des plans d'action ont été mis en place afin de se protéger contre les risques commerciaux.

## RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers d'Énergie NB ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse de l'information. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens de la Société ainsi que la mise à jour des dossiers. Les contrôles s'appliquent aux domaines suivants :

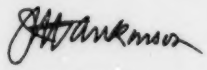
- Protection du système et divers contrôles financiers ;
- Application des normes de qualité dans le recrutement et la formation des employés ;
- Respect du code de conduite ;
- Mise sur pied d'une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités ;
- Responsabilisation en matière de rendement ;
- Communication des politiques et des principes directeurs au sein de la Société.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification, qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

En tout dernier lieu, la responsabilité des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en cela par le comité de vérification. Le comité de vérification analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction en vue de mettre en œuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction ainsi qu'avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Société, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et des conclusions auxquelles ils sont arrivés relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Société et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Le président et chef de la direction,



**James F. Hankinson**

La vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques,

**Sharon MacFarlane**
Le 4 juin 2001

## RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

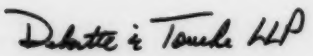
L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, MD
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Votre Honneur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 2001 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2001 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.



Comptables agréés
Le 4 juin 2001

## ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

De l'exercice terminé le 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **PRODUITS** | | |
| Ventes d'électricité (Note 3) | | |
| À l'intérieur de la province | [illegible] | 888 $ |
| À l'extérieur de la province | [illegible] | 330 |
| Autres | [illegible] | 30 |
| | [illegible] | 1 248 |
| **CHARGES** | | |
| Achats d'électricité | [illegible] | 170 |
| Combustibles | [illegible] | 225 |
| Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration | [illegible] | 315 |
| Amortissement et déclassement (Note 4) | [illegible] | 190 |
| | [illegible] | 900 |
| Bénéfice avant frais de financement | [illegible] | 348 |
| Frais de financement (Note 5) | [illegible] | 331 |
| **BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) DE L'EXERCICE** | [illegible] | 17 |
| **BÉNÉFICES NON RÉPARTIS** | | |
| **AU DÉBUT** | [illegible] | 3 |
| **À LA FIN** | [illegible] | 20 $ |

## ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

De l'exercice terminé le 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **PRODUITS** | | |
| Ventes d'électricité (Note 3) | | |
| À l'intérieur de la province | 931 $ | 888 $ |
| À l'extérieur de la province | 332 | 330 |
| Autres | 46 | 30 |
| | 1 309 | 1 248 |
| **CHARGES** | | |
| Achats d'électricité | 100 | 170 |
| Combustibles | 401 | 225 |
| Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration | 309 | 315 |
| Amortissement et déclassement (Note 4) | 205 | 190 |
| | 1 015 | 900 |
| Bénéfice avant frais de financement | 294 | 348 |
| Frais de financement (Note 5) | 306 | 331 |
| **BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) DE L'EXERCICE** | (12) | 17 |
| **BÉNÉFICES NON RÉPARTIS** | | |
| **AU DÉBUT** | 20 | 3 |
| **À LA FIN** | 8 $ | 20 $ |

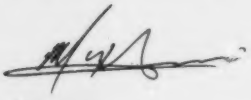
## BILAN CONSOLIDÉ

Au 31 mars 2001

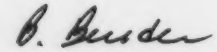
| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL** (Note 6) | | |
| Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant | 5 323 $ | 5 239 $ |
| Moins : amortissement cumulé | 2 417 | 2 242 |
| | 2 906 | 2 997 |
| **ACTIF À LONG TERME** | | |
| Placements du fonds d'amortissement (Note 11) | – | 17 |
| **ACTIF À COURT TERME** | | |
| Encaisse et placements à court terme (Note 7) | 57 | 34 |
| Comptes débiteurs | 174 | 170 |
| Matières, fournitures et combustibles | 78 | 78 |
| Charges payées d'avance | 4 | 3 |
| | 313 | 285 |
| **CHARGES REPORTÉES** | | |
| Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (Note 8) | 172 | 106 |
| Service de la dette reporté, moins les montants amortis | 27 | 22 |
| Prestations de retraite reportées (Note 9) | 52 | 38 |
| | 251 | 166 |
| | 3 470 $ | 3 465 $ |

**AU NOM DE LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Le président du conseil,



**Max Lewis**



**Barbara Bender**
Administratrice

## BILAN CONSOLIDÉ

Au 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **DETTE À LONG TERME** (Note 11) | | |
| Débentures et autres emprunts | 2 950 $ | 2 907 $ |
| Moins : fonds d'amortissement | 326 | 329 |
| | 2 624 | 2 578 |
| **PASSIF À COURT TERME** | | |
| Dette à court terme (Note 12) | 102 | 176 |
| Créditeurs et charges à payer | 184 | 139 |
| Intérêts courus | 73 | 79 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (Note 11) | 245 | 234 |
| | 584 | 628 |
| **PASSIF REPORTÉ** | | |
| Gestion du combustible irradié et déclassement des installations (Note 13) | 221 | 209 |
| Autres (Notes 10 et 14) | 33 | 30 |
| | 254 | 239 |
| **CAPITAUX PROPRES** | | |
| Bénéfices non répartis | 8 | 20 |
| | 3 470 $ | 3 465 $ |

## BILAN CONSOLIDÉ

Au 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL** (Note 6) | | |
| Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant | 5 323 $ | 5 239 $ |
| Moins : amortissement cumulé | 2 417 | 2 242 |
| | 2 906 | 2 997 |
| **ACTIF À LONG TERME** | | |
| Placements du fonds d'amortissement (Note 11) | - | 17 |
| **ACTIF À COURT TERME** | | |
| Encaisse et placements à court terme (Note 7) | 87 | 34 |
| Comptes débiteurs | 174 | 170 |
| Matières, fournitures et combustibles | 78 | 78 |
| Charges payées d'avance | 4 | 3 |
| | 343 | 285 |
| **CHARGES REPORTÉES** | | |
| Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (Note 8) | 172 | 106 |
| Service de la dette reporté, moins les montants amortis | 27 | 22 |
| Prestations de retraite reportées (Note 9) | 52 | 38 |
| | 251 | 166 |
| | 3 500 $ | 3 465 $ |

**AU NOM DE LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Le président du conseil,

**Max Lewis**

**Barbara Bender**
Administratrice

## BILAN CONSOLIDÉ

Au 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **DETTE À LONG TERME** (Note 11) | | |
| Débentures et autres emprunts | 2 950 $ | 2 907 $ |
| Moins : fonds d'amortissement | 326 | 329 |
| | 2 624 | 2 578 |
| **PASSIF À COURT TERME** | | |
| Dette à court terme (Note 12) | 102 | 176 |
| Créditeurs et charges à payer | 184 | 139 |
| Intérêts courus | 73 | 79 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (Note 11) | 245 | 234 |
| | 604 | 628 |
| **PASSIF REPORTÉ** | | |
| Gestion du combustible irradié et déclassement des installations (Note 13) | 221 | 209 |
| Autres (Notes 10 et 14) | 33 | 30 |
| | 254 | 239 |
| **CAPITAUX PROPRES** | | |
| Bénéfices non répartis | 8 | 20 |
| | 3 470 $ | 3 465 $ |

## ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

De l'exercice terminé le 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **RENTRÉES (SORTIES) NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS SUIVANTES :** | | |
| **EXPLOITATION** | | |
| Bénéfice net (perte nette) de l'exercice | (12)$ | 17 $ |
| Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (Note 15) | 226 | 220 |
| | 214 | 237 |
| Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse | 16 | 22 |
| | 230 | 259 |
| **FINANCEMENT** | | |
| Remboursement de la dette | (252) | (175) |
| Paiements au fonds d'amortissement | (56) | (61) |
| Émission d'obligations au titre de la dette à long terme | 291 | 49 |
| Augmentation (diminution) de la dette à court terme | (74) | 17 |
| | (91) | (170) |
| **INVESTISSEMENT** | | |
| Dépenses liées aux biens-fonds, aux installations et au matériel | (118) | (95) |
| Produit de l'aliénation et contributions des clients | 2 | 41 |
| Versement au titre des prestations d'un régime de retraite non capitalisé | – | (8) |
| | (116) | (62) |
| **RENTRÉES NETTES** | 23 | 27 |
| **ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME** | | |
| **AU DÉBUT** | 34 | 7 |
| **À LA FIN** | 57 $ | 34 $ |

## 1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels de même qu'aux mises en valeur futures de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited (« N.B. Coal »).

### A. RÉGLEMENTATION

La Société est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs. Les augmentations apportées aux moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, en retenant le plus élevé des deux, sont assujetties à l'examen réglementaire et à l'approbation de la Commission des entreprises de service public de la Province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

### B. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, aux installations et au matériel comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts durant la construction sont passés en charges selon la valeur comptable nette du bien en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des clients de même que les subventions pour la recherche et le développement à l'égard des nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question.

Le coût des biens du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant à tous les autres biens-fonds, installations et matériel vendus, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute modification aux biens est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, des installations et du matériel qui ont fait l'objet de subventions.

Les principales catégories de biens-fonds, d'installations et de matériel ont été amorties suivant leur durée d'utilisation estimative comme suit :

| Biens | Années |
|---|---|
| Centrales hydroélectriques | 70 |
| Centrales thermiques | 35 |
| Centrale nucléaire | 25 |
| Centrales à turbine à combustion | 25 |
| Postes et sous-stations | 40 |
| Réseau de transport | de 25 à 55 |
| Réseau de distribution | de 10 à 35 |
| Bâtiments | |
| Généraux | 40 |
| Siège social | 50 |
| Communications et systèmes informatiques | de 3 à 15 |
| Matériel minier | de 20 à 25 |
| Véhicules à moteur | de 4 à 10 |

## ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

De l'exercice terminé le 31 mars 2001

| (en millions de dollars) | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| **RENTRÉES (SORTIES) NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS SUIVANTES :** | | |
| **EXPLOITATION** | | |
| Bénéfice net (perte nette) de l'exercice | (12)$ | 17 $ |
| Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (Note 15) | 226 | 220 |
| | 214 | 237 |
| Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse | 16 | 22 |
| | 230 | 259 |
| **FINANCEMENT** | | |
| Remboursement de la dette | (252) | (175) |
| Paiements au fonds d'amortissement | (56) | (61) |
| Émission d'obligations au titre de la dette à long terme | 291 | 49 |
| Augmentation (diminution) de la dette à court terme | (74) | 17 |
| | (91) | (170) |
| **INVESTISSEMENT** | | |
| Dépenses liées aux biens-fonds, aux installations et au matériel | (118) | (95) |
| Produit de l'aliénation et contributions des clients | 2 | 41 |
| Versement au titre des prestations d'un régime de retraite non capitalisé | – | (8) |
| | (116) | (62) |
| **RENTRÉES NETTES** | 23 | 27 |
| **ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME** | | |
| **AU DÉBUT** | 34 | 7 |
| **À LA FIN** | 57 $ | 34 $ |

## 1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels de même qu'aux mises en valeur futures de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited (« N.B. Coal »).

### A. RÉGLEMENTATION

La Société est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs. Les augmentations apportées aux moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, en retenant le plus élevé des deux, sont assujetties à l'examen réglementaire et à l'approbation de la Commission des entreprises de service public de la Province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

### B. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, aux installations et au matériel comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts durant la construction sont passés en charges selon la valeur comptable nette du bien en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des clients de même que les subventions pour la recherche et le développement à l'égard des nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question.

Le coût des biens du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant à tous les autres biens-fonds, installations et matériel vendus, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute modification aux biens est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, des installations et du matériel qui ont fait l'objet de subventions.

Les principales catégories de biens-fonds, d'installations et de matériel ont été amorties suivant leur durée d'utilisation estimative comme suit :

| Biens | Années |
|---|---|
| Centrales hydroélectriques | 70 |
| Centrales thermiques | 35 |
| Centrale nucléaire | 25 |
| Centrales à turbine à combustion | 25 |
| Postes et sous-stations | 40 |
| Réseau de transport | de 35 à 55 |
| Réseau de distribution | de 10 à 35 |
| Bâtiments | |
| Généraux | 40 |
| Siège social | 50 |
| Communications et systèmes informatiques | de 3 à 15 |
| Matériel minier | de 20 à 25 |
| Véhicules à moteur | de 4 à 10 |

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

De l'exercice terminé le 31 mars 2001 (en millions de dollars)

### 1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

#### C. ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

L'encaisse et les placements à court terme représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire qui viennent à échéance dans les trois mois suivant la date d'acquisition.

#### D. STOCKS

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

#### E. SERVICE DE LA DETTE REPORTÉ

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures, les frais d'émission ainsi que les intérêts reportés sur la durée de chacune des émissions.

#### F. OPÉRATIONS DE CHANGE

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par l'intermédiaire de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion d'éléments à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des actifs et des passifs monétaires correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux, puis amortis sur la durée de vie restante des passifs monétaires correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats.

#### G. INSTRUMENTS FINANCIERS

##### Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan au prix coûtant. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts engagés pour échanger ou rembourser la dette.

##### Instruments dérivés

La Société conclut des contrats de change à terme en vue de gérer le risque de change lié aux intérêts à payer sur la tranche de la dette à long terme libellée en dollars US. La Société conclut également des contrats sur taux d'intérêt afin de réduire l'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le refinancement prévu de la dette. La Société conclut également des contrats de swaps portant sur le pétrole afin de réduire l'effet des variations du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales.

#### H. PRODUITS

Les clients de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres clients a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

#### I. GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ ET DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint, la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures à mesure qu'elles auront lieu. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire utilisé chaque année, tandis que les coûts du déclassement sont imputés selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie de la centrale.

**1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)**

La Société constitue également une provision, au moyen d'une charge annuelle portée aux résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront du déclassement de ses centrales thermiques. Le montant de cette charge, majoré des intérêts courus, servira à couvrir les coûts totaux des activités de déclassement à mesure qu'ils seront engagés.

Les charges annuelles portées aux résultats chaque année pour couvrir le coût de ces activités futures sont cumulées dans un compte de passif reporté incluant les intérêts, capitalisés annuellement, sur le total des montants perçus. Les intérêts sont calculés selon le taux d'emprunt à long terme de la Société et ils sont imputés aux résultats chaque année.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible irradié et du déclassement des installations sont imputées au compte du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

**J. RÉGIMES DE RETRAITE**

Les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés La Société et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics* et ses règlements. N.B. Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés.

Les coûts des deux régimes de retraite sont déterminés au moyen d'une évaluation actuarielle fondée sur la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que sur les hypothèses que la direction juge les plus probables. Les gains et les pertes actuariels excédant de 10 % l'actif du régime de retraite et les obligations au titre des prestations constituées, selon le plus élevé des deux montants, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés. La juste valeur marchande de l'actif du régime de retraite moins les obligations au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000, est amortie sur la durée moyenne du reste de la carrière active des groupes de salariés.

**K. ALLOCATIONS DE RETRAITE**

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

**L. PROGRAMMES DE RETRAITE ANTICIPÉE**

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où le programme est mis sur pied, sans tenir compte de la date où les versements sont réellement effectués.

**M. UTILISATION D'ESTIMATIONS**

**Généralités**

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

De l'exercice terminé le 31 mars 2001 (en millions de dollars)

### 1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

#### Coûts de déclassement et de gestion du combustible irradié et amortissement de la centrale nucléaire

Comme il est indiqué à la note 1i), la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront le total des coûts relatifs à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint. En raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon provisoire.

Au cours de l'exercice, la Société a terminé l'examen de ses estimations pour les coûts visant l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et le déclassement de la centrale nucléaire. L'examen a pris en considération l'incidence de l'estimation des changements dans les coûts, les taux d'intérêt et les taux d'inflation.

Les charges annuelles relatives aux coûts d'évacuation du combustible nucléaire irradié et du déclassement sont également touchées par le moment de la désaffectation de la centrale et, de ce fait, par le moment du déclassement. L'examen au présent exercice n'a pris en considération aucun changement dans ces éléments depuis le dernier examen terminé en 1996.

L'examen effectué en 1996 a reflété une durée de vie de la centrale jusqu'en 2014. Cependant, au cours de l'exercice terminé le 31 mars 1999, la désaffectation prévue de la centrale Point Lepreau, aux fins d'amortissement, a été ramenée à 2008.

Actuellement, la Société étudie la faisabilité d'une remise à neuf de la centrale pour prolonger sa durée de vie au-delà de 2008. Au début de 2002, le Conseil d'administration de la Société prendra une décision relativement à la remise à neuf de la centrale, ce qui aurait une incidence sur les estimations pour les coûts de gestion du combustible irradié et de déclassement ainsi que pour l'amortissement. S'il est décidé de remettre à neuf la centrale nucléaire et de prolonger sa durée de vie, les charges annuelles au titre de la gestion du combustible irradié et du déclassement augmenteront pour atteindre 3 millions de dollars, et les charges annuelles au titre de l'amortissement diminueront de 23 millions de dollars. S'il est décidé de ne pas remettre à neuf la centrale, les charges annuelles au titre de la gestion du combustible irradié et du déclassement augmenteront de 13 millions de dollars, et les charges annuelles au titre de l'amortissement demeureront pratiquement inchangées par rapport au montant actuel.

En raison de l'incertitude liée à la décision d'une remise à neuf qui déterminera la durée de vie estimative de la centrale nucléaire, les états financiers de la Société continuent à refléter les examens de 1996 aux fins du calcul des charges annuelles relatives à la gestion du combustible irradié et du déclassement. Par conséquent, lorsque la décision sera prise, en 2002, en ce qui a trait à la remise à neuf, il est raisonnablement possible que les charges annuelles portées aux résultats pour la gestion du combustible irradié et pour le déclassement de la centrale nucléaire et son amortissement soient différentes et puissent varier grandement par rapport aux montants estimatifs fournis dans les présents états financiers.

### 2. MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

Avec prise d'effet le 1er avril 2000, la Société a adopté par anticipation les nouvelles recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) relatives aux avantages sociaux futurs. Ces nouvelles règles font état des normes comptables en matière de coûts découlant du régime de retraite et des avantages sociaux futurs non liés à la retraite. L'incidence de cette modification n'est pas importante.

### 3. VENTES

**a)** Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standard.

**b)** Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 234 millions de dollars (223 millions de dollars en 2000) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

### 4. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Amortissement | [illegible] | 188 $ |
| Charges liées au déclassement | [illegible] | 2 |
| | [illegible] | 190 $ |

### 5. FRAIS DE FINANCEMENT

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Intérêts débiteurs | | |
| – sur débentures et autres emprunts | [illegible] | 309 $ |
| – sur passifs reportés | [illegible] | 15 |
| | [illegible] | 324 |
| Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements | [illegible] | 28 |
| | [illegible] | 296 |
| Frais de garantie du gouvernement provincial | [illegible] | 20 |
| Amortissement du service de la dette reporté | [illegible] | 5 |
| Amortissement des différences de change non matérialisées | [illegible] | 12 |
| | [illegible] | 333 |
| Moins les intérêts capitalisés | [illegible] | 2 |
| | [illegible] | 331 $ |

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice se sont établis à 288 millions de dollars (314 millions de dollars en 2000). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se sont établis à 23 millions de dollars (28 millions de dollars en 2000).

### 6. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

| | 2001 | | 2000 | |
|---|---|---|---|---|
| | [illegible] | [illegible] | Coût | Amortissement cumulé |
| Centrales électriques | [illegible] | [illegible] | 3 641 $ | 1 558 $ |
| Réseau de transport | [illegible] | [illegible] | 252 | 111 |
| Postes et sous-stations | [illegible] | [illegible] | 389 | 185 |
| Réseau de distribution | [illegible] | [illegible] | 651 | 256 |
| Bâtiments et biens-fonds | [illegible] | [illegible] | 56 | 24 |
| Communications et systèmes informatiques | [illegible] | [illegible] | 59 | 19 |
| Matériel minier et actifs correspondants | [illegible] | [illegible] | 74 | 50 |
| Véhicules | [illegible] | [illegible] | 45 | 29 |
| Actifs divers | [illegible] | [illegible] | 18 | 10 |
| Construction en cours | [illegible] | [illegible] | 54 | – |
| | [illegible] | [illegible] | 5 239 $ | 2 242 $ |

### 7. ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Encaisse | [illegible] | 31 $ |
| Placements à court terme | [illegible] | 3 |
| | [illegible] | 34 $ |

### 3. VENTES

a) Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standard.

b) Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 234 millions de dollars (223 millions de dollars en 2000) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

### 4. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Amortissement | 202 $ | 188 $ |
| Charges liées au déclassement | 3 | 2 |
| | 205 $ | 190 $ |

### 5. FRAIS DE FINANCEMENT

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Intérêts débiteurs | | |
| – sur débentures et autres emprunts | 279 $ | 309 $ |
| – sur passifs reportés | 17 | 15 |
| | 296 | 324 |
| Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements | 25 | 28 |
| | 271 | 296 |
| Frais de garantie du gouvernement provincial | 19 | 20 |
| Amortissement du service de la dette reporté | 4 | 5 |
| Amortissement des différences de change non matérialisées | 16 | 12 |
| | 310 | 333 |
| Moins les intérêts capitalisés | 4 | 2 |
| | 306 $ | 331 $ |

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice se sont établis à 288 millions de dollars (314 millions de dollars en 2000). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se sont établis à 23 millions de dollars (28 millions de dollars en 2000).

### 6. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

| | 2001 | | 2000 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Coût | Amortissement cumulé |
| Centrales électriques | 3 672 $ | 1 698 $ | 3 641 $ | 1 558 $ |
| Réseau de transport | 261 | 117 | 252 | 111 |
| Postes et sous-stations | 396 | 193 | 389 | 185 |
| Réseau de distribution | 673 | 272 | 651 | 256 |
| Bâtiments et biens-fonds | 57 | 25 | 56 | 24 |
| Communications et systèmes informatiques | 61 | 22 | 59 | 19 |
| Matériel minier et actifs correspondants | 74 | 62 | 74 | 50 |
| Véhicules | 45 | 28 | 45 | 29 |
| Actifs divers | 18 | 10 | 18 | 10 |
| Construction en cours | 66 | – | 54 | – |
| | 5 323 $ | 2 417 $ | 5 239 $ | 2 242 $ |

### 7. ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Encaisse | 53 $ | 31 $ |
| Placements à court terme | 4 | 3 |
| | 57 $ | 34 $ |

### 8. DIFFÉRENCE DE CHANGE NON MATÉRIALISÉE, MOINS LES MONTANTS AMORTIS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Différence de change à la date du bilan | 249 $ | 167 $ |
| Moins l'amortissement cumulé | 77 | 61 |
| | 172 $ | 106 $ |

### 9. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Comme en fait mention la note 1j), les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick (le « régime de retraite dans les services publics »). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 2000.

La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Les calculs relatifs au régime de retraite ont été effectués en fonction d'un taux d'actualisation de 6,5 % sur l'obligation et d'un taux de rendement de l'actif de 7,5 %. Les augmentations de salaire sont présumées être de 2,5 %.

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de N.B. Coal attribuables à la quote-part de la Société de ces régimes se résument à ce qui suit au 31 mars 2001 :

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Actif de la caisse de retraite (valeur marchande) | 684 $ | 654 $ |
| Obligations au titre des prestations constituées | 653 $ | 554 $ |
| Excédent du régime de retraite | 11 $ | 100 $ |
| Coût des prestations pour l'exercice | 10 $ | 8 $ |
| Intérêts sur les prestations constituées | 41 | 44 |
| Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite | (53) | (45) |
| Amortissement du solde excédentaire transitoire | (4) | (1) |
| Amortissement des gains / pertes | – | (3) |
| Charge de retraite | (6)$ | 3 $ |

Les employés ont versé une cotisation de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2000) tandis que la Société a versé 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2000) au régime au cours de l'exercice. Les versements de prestations du régime aux retraités ont atteint 25 millions de dollars (23 millions de dollars en 2000). L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 52 millions de dollars (38 millions de dollars en 2000), a été viré à un compte d'actif sous la rubrique Charges reportées.

## 10. OBLIGATION AU TITRE DES ALLOCATIONS DE RETRAITE

La Société a constitué pour les employés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1k). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt servant au calcul de ces obligations s'élevait à 6,5 %, et le taux de croissance présumé des salaires était de 2,5 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2000.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 22 millions de dollars au 31 mars 2001 (25 millions de dollars en 2000). La charge de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2001 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2000). Le montant cumulatif passé en charges en excédent des montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite a été présenté à titre de passif sous la rubrique Passif reporté.

## 11. DETTE À LONG TERME

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Débentures garanties par la Province du Nouveau-Brunswick | 184 $ | 211 $ |
| Débentures détenues par la Province du Nouveau-Brunswick | 3 061 | 2 930 |
| | 3 195 | 3 141 |
| Moins : paiements exigibles à moins d'un an | 245 | 234 |
| | 2 950 $ | 2 907 $ |

### DÉBENTURES ET BILLETS

| Échéance | Taux d'intérêt moyen | Canadiens | Américains | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exercices se terminant les : | | | | | |
| 31 mars 2001 | – | – | – | – | 251 |
| 31 mars 2002 | 9,6 % | 250 | – | 250 | 250 |
| 31 mars 2003 | 8,0 % | 500 | 189 | 689 | 674 |
| 31 mars 2004 | 7,5 % | 100 | – | 100 | 100 |
| 31 mars 2005 | – | – | – | – | – |
| 31 mars 2006 | 8,1 % | 200 | – | 200 | – |
| 1 an à 5 ans | 8,3 % | 1 050 | 189 | 1 239 | 1 275 |
| 6 ans à 10 ans | 8,3 % | 495 | – | 495 | 570 |
| 11 ans à 30 ans | 8,5 % | 600 | 851 | 1 451 | 1 285 |
| Débentures et billets | | 2 145 $ | 1 040 $ | 3 185 $ | 3 130 $ |
| Emprunt remboursable en versements annuels, comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,25 % par année jusqu'en 2011 | | | | 10 | 11 |
| Total de la dette à long terme | | | | 3 195 $ | 3 141 $ |

Le solde des débentures libellées en dollars américains en circulation au 31 mars 2001 s'élevait à 660 millions de dollars US.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 2001 est de 8,39 % (8,88 % en 2000).

### 8. DIFFÉRENCE DE CHANGE NON MATÉRIALISÉE, MOINS LES MONTANTS AMORTIS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Différence de change à la date du bilan | [illegible] | 167 $ |
| Moins l'amortissement cumulé | [illegible] | 61 |
| | [illegible] | 106 $ |

### 9. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Comme en fait mention la note 1j), les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick (le « régime de retraite dans les services publics »). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 2000.

La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Les calculs relatifs au régime de retraite ont été effectués en fonction d'un taux d'actualisation de 6,5 % sur l'obligation et d'un taux de rendement de l'actif de 7,5 %. Les augmentations de salaire sont présumées être de 2,5 %.

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de N.B. Coal attribuables à la quote-part de la Société de ces régimes se résument à ce qui suit au 31 mars 2001 :

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Actif de la caisse de retraite (valeur marchande) | [illegible] | 654 $ |
| Obligations au titre des prestations constituées | [illegible] | 554 $ |
| Excédent du régime de retraite | [illegible] | 100 $ |
| Coût des prestations pour l'exercice | [illegible] | 8 $ |
| Intérêts sur les prestations constituées | [illegible] | 44 |
| Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite | [illegible] | (45) |
| Amortissement du solde excédentaire transitoire | [illegible] | (1) |
| Amortissement des gains / pertes | [illegible] | (3) |
| Charge de retraite | [illegible] | 3 $ |

Les employés ont versé une cotisation de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2000) tandis que la Société a versé 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2000) au régime au cours de l'exercice. Les versements de prestations du régime aux retraités ont atteint 25 millions de dollars (23 millions de dollars en 2000). L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 52 millions de dollars (38 millions de dollars en 2000), a été viré à un compte d'actif sous la rubrique Charges reportées.

### 10. OBLIGATION AU TITRE DES ALLOCATIONS DE RETRAITE

La Société a constitué pour les employés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1k). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt servant au calcul de ces obligations s'élevait à 6,5 %, et le taux de croissance présumé des salaires était de 2,5 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2000.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 22 millions de dollars au 31 mars 2001 (25 millions de dollars en 2000). La charge de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2001 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2000). Le montant cumulatif passé en charges en excédent des montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite a été présenté à titre de passif sous la rubrique Passif reporté.

### 11. DETTE À LONG TERME

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Débentures garanties par la Province du Nouveau-Brunswick | [illegible] | 211 $ |
| Débentures détenues par la Province du Nouveau-Brunswick | [illegible] | 2 930 |
| | [illegible] | 3 141 |
| Moins : paiements exigibles à moins d'un an | [illegible] | 234 |
| | [illegible] | 2 907 $ |

**DÉBENTURES ET BILLETS**

| Échéance | Taux d'intérêt moyen | Canadiens | Américains | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| Exercices se terminant les : | | | | | |
| 31 mars 2001 | – | – | – | [illegible] | 251 |
| 31 mars 2002 | 9,6 % | 250 | – | [illegible] | 250 |
| 31 mars 2003 | 8,0 % | 500 | 189 | [illegible] | 674 |
| 31 mars 2004 | 7,5 % | 100 | – | [illegible] | 100 |
| 31 mars 2005 | – | – | – | [illegible] | – |
| 31 mars 2006 | 8,1 % | 200 | – | [illegible] | – |
| 1 an à 5 ans | 8,3 % | 1 050 | 189 | [illegible] | 1 275 |
| 6 ans à 10 ans | 8,3 % | 495 | – | [illegible] | 570 |
| 11 ans à 30 ans | 8,5 % | 600 | 851 | [illegible] | 1 285 |
| Débentures et billets | | 2 145 $ | 1 040 $ | [illegible] | 3 130 $ |
| Emprunt remboursable en versements annuels, comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,25 % par année jusqu'en 2011 | | | | [illegible] | 11 |
| Total de la dette à long terme | | | | [illegible] | 3 141 $ |

Le solde des débentures libellées en dollars américains en circulation au 31 mars 2001 s'élevait à 660 millions de dollars US.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 2001 est de 8,39 % (8,88 % en 2000).

## 11. DETTE À LONG TERME (SUITE)

### REMBOURSEMENT DE LA DETTE À LONG TERME

Les versements sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2001 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2006 :

| (en millions) | Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement |
|---|---|
| Exercice se terminant le : | |
| 31 mars 2002 | [illegible] |
| 31 mars 2003 | [illegible] |
| 31 mars 2004 | [illegible] |
| 31 mars 2005 | [illegible] |
| 31 mars 2006 | [illegible] |

Les taux de change en vigueur au 31 mars 2001 sont utilisés pour la dette libellée en devises étrangères.

### FONDS D'AMORTISSEMENT

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Le montant n'ayant fait l'objet d'aucune compensation et qui a été reclassé à titre de placements était négligeable (17 millions de dollars en 2000).

### FRAIS DE GARANTIE

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total, comme à la fin de l'exercice précédent, de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement.

## 12. DETTE À COURT TERME

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la Province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 102 millions de dollars au 31 mars 2001 (176 millions de dollars en 2000).

À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 104 millions de dollars.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances.

## 13. GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ ET DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Gestion du combustible irradié | [illegible] | 109 $ |
| Déclassement nucléaire | [illegible] | 86 |
| Déclassement thermique | [illegible] | 14 |
| | [illegible] | 209 $ |

L'obligation ne fait l'objet d'aucun financement.

## 14. AUTRES PASSIFS REPORTÉS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Programmes de retraite anticipée | [illegible] | 27 $ |
| Programme d'allocations de retraite | [illegible] | 6 |
| | [illegible] | 33 |
| Moins : les montants échéant à moins d'un an | [illegible] | 3 |
| | [illegible] | 30 $ |

### 14. AUTRES PASSIFS REPORTÉS (SUITE)

Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2001, la filiale de la Société, N.B. Coal, a comptabilisé une charge de 5 millions de dollars relativement à un programme de réduction des effectifs. Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2000, la Société avait comptabilisé une charge de 7 millions de dollars relativement à un programme de retraite anticipée.

### 15. MONTANTS IMPUTÉS À L'EXPLOITATION OU PORTÉS À SON CRÉDIT MAIS N'ENTRAÎNANT PAS DE SORTIES DE FONDS AU COURS DE L'EXERCICE

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Amortissement et déclassement | | 190 $ |
| Amortissement du service de la dette reporté | | 5 |
| Amortissement des différences de change non matérialisées | | 12 |
| Aliénation de combustible nucléaire pendant l'exercice | | (2) |
| Intérêts liés à la gestion du combustible irradié et au déclassement des installations | | 12 |
| Charges liées au programme de retraite moins les versements en espèces s'y rapportant | | 8 |
| Réduction de la charge de retraite | | (5) |
| | | 220 $ |

### 16. INSTRUMENTS FINANCIERS

#### GESTION DU RISQUE DE CHANGE

Au 31 mars 2001, la Société détenait des contrats de change à terme en vertu desquels elle s'était engagée à acheter une somme totalisant 124 millions de dollars US (105 millions de dollars US en 2000). Le cours du change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,5161 $ CA.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève, au 31 mars 2001, à 196 millions de dollars (151 millions de dollars en 2000). Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, le gain aurait été de 8 millions de dollars (perte de 1 million de dollars en 2000).

#### GESTION DU RISQUE LIÉ AU PRIX DU COMBUSTIBLE

Au 31 mars 2001, la Société détenait des contrats portant sur des swaps de prix de pétrole d'un montant total de 62 millions de dollars (20 millions de dollars en 2000) échéant au cours du prochain exercice. La juste valeur marchande des swaps de prix du combustible s'établissait à 58 millions de dollars au 31 mars 2001 (24 millions de dollars en 2000).

En vertu des accords conclus, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les contrats pour lesquels la Société accumule des gains ou des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, la perte se serait élevée à 4 millions de dollars (gain de 4 millions de dollars en 2000).

#### GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

La Société a conclu des swaps de taux d'intérêt qui entrent en vigueur du 15 mars 2001 au 15 novembre 2002 et prennent fin du 15 juin 2011 au 17 février 2013. Le montant nominal de référence des contrats s'établit à 450 millions de dollars. La Société versera un taux fixe moyen pondéré de 6,555 %. Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, la perte aurait été de 17 millions de dollars (négligeable en 2000).

## 11. DETTE À LONG TERME (SUITE)

### REMBOURSEMENT DE LA DETTE À LONG TERME

Les versements sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2001 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2006 :

| (en millions) | Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement |
|---|---|
| Exercice se terminant le : | |
| 31 mars 2002 | 245 |
| 31 mars 2003 | 620 |
| 31 mars 2004 | 109 |
| 31 mars 2005 | 22 |
| 31 mars 2006 | 195 |

Les taux de change en vigueur au 31 mars 2001 sont utilisés pour la dette libellée en devises étrangères.

### FONDS D'AMORTISSEMENT

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Le montant n'ayant fait l'objet d'aucune compensation et qui a été reclassé à titre de placements était négligeable (17 millions de dollars en 2000).

### FRAIS DE GARANTIE

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total, comme à la fin de l'exercice précédent, de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement.

## 12. DETTE À COURT TERME

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la Province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 102 millions de dollars au 31 mars 2001 (176 millions de dollars en 2000).

À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 104 millions de dollars.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances.

## 13. GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ ET DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Gestion du combustible irradié | 113 $ | 109 $ |
| Déclassement nucléaire | 92 | 86 |
| Déclassement thermique | 16 | 14 |
| | 221 $ | 209 $ |

L'obligation ne fait l'objet d'aucun financement.

## 14. AUTRES PASSIFS REPORTÉS

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Programmes de retraite anticipée | 29 $ | 27 $ |
| Programme d'allocations de retraite | 8 | 6 |
| | 37 | 33 |
| Moins : les montants échéant à moins d'un an | 4 | 3 |
| | 33 $ | 30 $ |

### 14. AUTRES PASSIFS REPORTÉS (SUITE)

Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2001, la filiale de la Société, N.B. Coal, a comptabilisé une charge de 5 millions de dollars relativement à un programme de réduction des effectifs. Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2000, la Société avait comptabilisé une charge de 7 millions de dollars relativement à un programme de retraite anticipée.

### 15. MONTANTS IMPUTÉS À L'EXPLOITATION OU PORTÉS À SON CRÉDIT MAIS N'ENTRAÎNANT PAS DE SORTIES DE FONDS AU COURS DE L'EXERCICE

| | 2001 | 2000 |
|---|---|---|
| Amortissement et déclassement | 205 $ | 190 $ |
| Amortissement du service de la dette reporté | 4 | 5 |
| Amortissement des différences de change non matérialisées | 16 | 12 |
| Aliénation de combustible nucléaire pendant l'exercice | (2) | (2) |
| Intérêts liés à la gestion du combustible irradié et au déclassement des installations | 14 | 12 |
| Charges liées au programme de retraite moins les versements en espèces s'y rapportant | 3 | 8 |
| Réduction de la charge de retraite | (14) | (5) |
| | 226 $ | 220 $ |

### 16. INSTRUMENTS FINANCIERS

#### GESTION DU RISQUE DE CHANGE

Au 31 mars 2001, la Société détenait des contrats de change à terme en vertu desquels elle s'était engagée à acheter une somme totalisant 124 millions de dollars US (105 millions de dollars US en 2000). Le cours du change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,5161 $ CA.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève, au 31 mars 2001, à 196 millions de dollars (151 millions de dollars en 2000). Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, le gain aurait été de 8 millions de dollars (perte de 1 million de dollars en 2000).

#### GESTION DU RISQUE LIÉ AU PRIX DU COMBUSTIBLE

Au 31 mars 2001, la Société détenait des contrats portant sur des swaps de prix de pétrole d'un montant total de 62 millions de dollars (20 millions de dollars en 2000) échéant au cours du prochain exercice. La juste valeur marchande des swaps de prix du combustible s'établissait à 58 millions de dollars au 31 mars 2001 (24 millions de dollars en 2000).

En vertu des accords conclus, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les contrats pour lesquels la Société accumule des gains ou des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, la perte se serait élevée à 4 millions de dollars (gain de 4 millions de dollars en 2000).

#### GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

La Société a conclu des swaps de taux d'intérêt qui entrent en vigueur du 15 mars 2001 au 15 novembre 2002 et prennent fin du 15 juin 2011 au 17 février 2013. Le montant nominal de référence des contrats s'établit à 450 millions de dollars. La Société versera un taux fixe moyen pondéré de 6,555 %. Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2001, la perte aurait été de 17 millions de dollars (négligeable en 2000).

**16. INSTRUMENTS FINANCIERS (SUITE)**

**JUSTE VALEUR DE LA DETTE ET DES FONDS D'AMORTISSEMENT**

Au 31 mars 2001, la juste valeur estimative de la dette à long terme s'établissait à 3,620 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 3,195 millions de dollars (3,448 millions de dollars contre 3,141 millions de dollars en 2000). Au 31 mars 2001, la juste valeur estimative de l'ensemble des fonds d'amortissement s'établissait à 346 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 326 millions de dollars (362 millions de dollars contre 346 millions de dollars en 2000).

**RISQUE DE CRÉDIT**

Le risque de crédit provient de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Société effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. Les débiteurs, déduction faite des réserves applicables, se rapprochent de la juste valeur marchande.

**17. ENGAGEMENTS**

**QUAI DE BELLEDUNE**

La Société a conclu un contrat de location-exploitation d'une durée de vingt ans pour louer les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 4,5 millions de dollars.

**CENTRALE DE COURTENAY BAY**

La Société a conclu un contrat de location du site d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans, portant sur la location de l'infrastructure actuelle du site à un tiers afin de faire de la tranche actuelle de 100 MW une tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel.

La Société a également conclu un contrat d'accès au transport et à l'achat d'électricité connexe d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Société achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars, et à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

**CONTRAT DE TRANSPORT DU GAZ**

La Société a conclu un contrat d'une durée de quinze ans, échéant en 2015, portant sur le transport du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale, lequel est mentionné dans le contrat de location.

**APPROVISIONNEMENT DE COMBUSTIBLE À LA CENTRALE DE DALHOUSIE**

En 1990, la Société a conclu un contrat d'une durée de vingt ans portant sur l'achat d'Orimulsion[MD] pour la centrale de Dalhousie, contrat qui est reconduit d'une année à l'autre, à moins d'une résiliation de la part de l'une des parties.

**18. ÉVENTUALITÉ**

N.B. Coal a une responsabilité continue envers l'environnement consistant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Les frais permanents de traitement s'élèvent à environ 0,5 million de dollars par année.

**19. CHIFFRES CORRESPONDANTS**

Certains chiffres de l'exercice 2000 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2001.

**BILAN DE LA PRODUCTION**

| (en millions de KWH) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydroélectrique | [illegible] | 3 018 | 2 696 | 2 357 | 2 860 |
| Thermique | [illegible] | 9 763 | 12 430 | 10 914 | 8 157 |
| Nucléaire | [illegible] | 4 323 | 4 970 | 3 962 | 3 777 |
| Turbines à combustion | [illegible] | 19 | 3 | 9 | 1 |
| Achats | [illegible] | 4 712 | 2 568 | 3 148 | 3 908 |
| **PRODUCTION BRUTE ET ACHATS** | [illegible] | 21 835 | 22 667 | 20 390 | 18 703 |
| Auxiliaires | [illegible] | 985 | 1 092 | 1 004 | 904 |
| **PRODUCTION NETTE ET ACHATS** | [illegible] | 20 850 | 21 575 | 19 386 | 17 799 |
| Pertes – transformation et transport | [illegible] | 688 | 663 | 627 | 677 |
| **ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION** | [illegible] | 20 162 | 20 912 | 18 759 | 17 122 |

**BILAN DES VENTES**

| (en millions de KWh) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **VENTES** | | | | | |
| Ventes en gros | [illegible] | 1 126 | 1 069 | 1 091 | 1 094 |
| Usage industriel | [illegible] | 5 924 | 5 985 | 6 003 | 5 604 |
| Usage général | [illegible] | 2 093 | 2 036 | 2 049 | 2 065 |
| Usage domestique | [illegible] | 4 371 | 4 387 | 4 510 | 4 506 |
| Éclairage public | [illegible] | 73 | 72 | 71 | 69 |
| **VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE** | [illegible] | 13 587 | 13 549 | 13 724 | 13 338 |
| Interconnexions | [illegible] | 6 255 | 7 048 | 4 771 | 3 548 |
| **VENTES TOTALES** | [illegible] | 19 842 | 20 597 | 18 495 | 16 886 |
| Pertes de distribution | [illegible] | 320 | 315 | 264 | 236 |
| **DISTRIBUTION ET VENTE TOTALE D'ÉNERGIE** | [illegible] | 20 162 | 20 912 | 18 759 | 17 122 |

**BILAN DE LA PRODUCTION**

| (en millions de KWH) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydroélectrique | 2 373 | 3 018 | 2 696 | 2 357 | 2 860 |
| Thermique | 12 507 | 9 763 | 12 430 | 10 914 | 8 157 |
| Nucléaire | 3 899 | 4 323 | 4 970 | 3 962 | 3 777 |
| Turbines à combustion | 39 | 19 | 3 | 9 | 1 |
| Achats | 2 092 | 4 712 | 2 568 | 3 148 | 3 908 |
| **PRODUCTION BRUTE ET ACHATS** | 20 910 | 21 835 | 22 667 | 20 390 | 18 703 |
| Auxiliaires | 1 086 | 985 | 1 092 | 1 004 | 904 |
| **PRODUCTION NETTE ET ACHATS** | 19 824 | 20 850 | 21 575 | 19 386 | 17 799 |
| Pertes – transformation et transport | 803 | 688 | 663 | 627 | 677 |
| **ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION** | 19 221 | 20 162 | 20 912 | 18 759 | 17 122 |

**BILAN DES VENTES**

| (en millions de KWh) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **VENTES** | | | | | |
| Ventes en gros | 1 171 | 1 126 | 1 069 | 1 091 | 1 094 |
| Usage industriel | 6 068 | 5 924 | 5 985 | 6 003 | 5 604 |
| Usage général | 2 111 | 2 093 | 2 036 | 2 049 | 2 065 |
| Usage domestique | 4 587 | 4 371 | 4 387 | 4 510 | 4 506 |
| Éclairage public | 74 | 73 | 72 | 71 | 69 |
| **VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE** | 14 011 | 13 587 | 13 549 | 13 724 | 13 338 |
| Interconnexions | 4 878 | 6 255 | 7 048 | 4 771 | 3 548 |
| **VENTES TOTALES** | 18 889 | 19 842 | 20 597 | 18 495 | 16 886 |
| Pertes de distribution | 332 | 320 | 315 | 264 | 236 |
| **DISTRIBUTION ET VENTE TOTALE D'ÉNERGIE** | 19 221 | 20 162 | 20 912 | 18 759 | 17 122 |

## APERÇU STATISTIQUE

### BILAN DES VENTES

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Ventes en gros | 73 $ | 71 $ | 68 $ | 69 $ | 69 $ |
| Usage industriel | [illegible] | 288 | 283 | 280 | 263 |
| Usage général | [illegible] | 176 | 170 | 168 | 163 |
| Usage résidentiel | [illegible] | 340 | 335 | 336 | 315 |
| Éclairage public | [illegible] | 13 | 16 | 16 | 15 |
| **VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE** | [illegible] | 888 | 872 | 869 | 825 |
| Interconnexions | [illegible] | 330 | 303 | 242 | 180 |
| **VENTES DE PUISSANCE** | [illegible] | 1 218 | 1 175 | 1 111 | 1 005 |
| Divers | [illegible] | 30 | 29 | 29 | 32 |
| **REVENU TOTAL** | [illegible] $ | 1 248 $ | 1 204 $ | 1 140 $ | 1 037 $ |

### BILAN DE LA PRODUCTION PROVINCIALE

| (en millions de KWh) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydroélectrique | [illegible] | 3 019 | 2 696 | 2 357 | 2 859 |
| Charbon et coke de pétrole | [illegible] | 3 677 | 3 065 | 3 291 | 3 375 |
| Mazout lourd | [illegible] | 1 796 | 3 114 | 3 496 | 1 976 |
| Orimulsion[MC] | [illegible] | 1 830 | 1 509 | 1 699 | 1 550 |
| Nucléaire | [illegible] | 3 980 | 4 558 | 3 640 | 3 479 |
| Turbines à combustion | [illegible] | 4 | 1 | 4 | 1 |
| Achats | [illegible] | 1 249 | 574 | 1 116 | 1 894 |
| **PRODUCTION BRUTE ET ACHATS** | [illegible] | 15 555 | 15 517 | 15 603 | 15 134 |
| Auxiliaires | [illegible] | 958 | 989 | 988 | 882 |
| **PRODUCTION NETTE ET ACHATS** | [illegible] | 14 597 | 14 528 | 14 615 | 14 252 |
| Pertes – transformation et transport | [illegible] | 688 | 663 | 627 | 677 |
| **ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION** | [illegible] | 13 909 | 13 865 | 13 988 | 13 575 |

### DEMANDE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION DE POINTE

| (en MW) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Capacité de production nette du parc | [illegible] | 4 119 | 4 119 | 4 119 | 4 111 |
| Achats de puissance garantie | [illegible] | 349 | 349 | 49 | 49 |
| **RESSOURCES TOTALES DISPONIBLES** | [illegible] | 4 468 | 4 468 | 4 168 | 4 160 |
| Demande de pointe provinciale nette | [illegible] | 2 856 | 2 786 | 2 792 | 2 832 |
| Exportations garanties | [illegible] | 427 | 531 | 492 | 487 |
| Réserve d'exploitation | [illegible] | 629 | 684 | 684 | 687 |
| **TOTAL DE LA DEMANDE GARANTIE** | [illegible] | 3 912 | 4 001 | 3 968 | 4 006 |

## STATISTIQUES D'EXPLOITATION

| Au 31 mars | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Lignes de transport (en km) | 6 706 | 6 660 | 6 660 | 6 660 | 6 660 |
| Lignes de distribution (en km) | 25 783 | 25 621 | 25 475 | 25 475 | 25 326 |
| Nombre de clients résidentiels | 283 743 | 280 513 | 276 360 | 274 116 | 271 759 |
| Nombre de clients industriels | 1 861 | 1 847 | 1 834 | 1 832 | 1 764 |
| Nombre de clients – usage général | 23 536 | 23 345 | 23 103 | 22 985 | 22 948 |
| Nombre de clients – à consommation non mesurée | 2 901 | 3 250 | 2 116 | 2 573 | 2 538 |
| Clients directs | 312 030 | 308 955 | 303 413 | 301 506 | 299 009 |
| Clients indirects | 41 894 | 41 678 | 40 673 | 40 589 | 40 541 |
| **TOTAL DES EMPLOYÉS** | 353 724 | 350 633 | 344 086 | 342 095 | 339 550 |
| Nombre d'employés permanents | 2 428 | 2 445 | 2 463 | 2 450 | 2 485 |
| Nombre d'employés temporaires | 77 | 84 | 69 | 55 | 40 |
| Nombre d'employés – N.B. Coal Limited | 101 | 102 | 103 | 103 | 101 |

## RÉSUMÉ DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Recettes dans la province | 931 $ | 888 $ | 872 $ | 869 $ | 825 $ |
| Recettes hors de la province | 332 | 330 | 303 | 242 | 180 |
| Divers | 46 | 30 | 29 | 29 | 32 |
| Total des combustibles et des achats d'électricité | 801 | 395 | 374 | 404 | 332 |
| Exploitation, entretien et administration | 309 | 315 | 277 | 258 | 266 |
| Amortissement et déclassement | 205 | 190 | 189 | 177 | 184 |
| Frais de financement | 306 | 331 | 346 | 344 | 342 |
| Bénéfice (perte) avant virements et radiation | (12) | 17 | 18 | (43) | (87) |
| Normalisation de la production | – | – | – | – | 33 |
| Virement du compte des canaux de combustible | – | – | 9 | 22 | 35 |
| Bénéfice (perte) avant radiation | (12) | 17 | 27 | (21) | (19) |
| Radiation d'une charge | – | – | 450 | – | – |
| Bénéfice net (perte) | (12)$ | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Ratio de la couverture de l'intérêt[1] | 0,96 x | 1,06 x | 1,06 x | 0,86 x | 0,72 x |

[1] Couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant virements et radiation + (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements)] / (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements).

## APERÇU STATISTIQUE

### BILAN DES VENTES

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Ventes en gros | | 71 $ | 68 $ | 69 $ | 69 $ |
| Usage industriel | | 288 | 283 | 280 | 263 |
| Usage général | | 176 | 170 | 168 | 163 |
| Usage résidentiel | | 340 | 335 | 336 | 315 |
| Éclairage public | | 13 | 16 | 16 | 15 |
| **VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE** | | 888 | 872 | 869 | 825 |
| Interconnexions | | 330 | 303 | 242 | 180 |
| **VENTES DE PUISSANCE** | | 1 218 | 1 175 | 1 111 | 1 005 |
| Divers | | 30 | 29 | 29 | 32 |
| **REVENU TOTAL** | | 1 248 $ | 1 204 $ | 1 140 $ | 1 037 $ |

### BILAN DE LA PRODUCTION PROVINCIALE

| (en millions de KWh) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydroélectrique | | 3 019 | 2 696 | 2 357 | 2 859 |
| Charbon et coke de pétrole | | 3 677 | 3 065 | 3 291 | 3 375 |
| Mazout lourd | | 1 796 | 3 114 | 3 496 | 1 976 |
| Orimulsion[MC] | | 1 830 | 1 509 | 1 699 | 1 550 |
| Nucléaire | | 3 980 | 4 558 | 3 640 | 3 479 |
| Turbines à combustion | | 4 | 1 | 4 | 1 |
| Achats | | 1 249 | 574 | 1 116 | 1 894 |
| **PRODUCTION BRUTE ET ACHATS** | | 15 555 | 15 517 | 15 603 | 15 134 |
| Auxiliaires | | 958 | 989 | 988 | 882 |
| **PRODUCTION NETTE ET ACHATS** | | 14 597 | 14 528 | 14 615 | 14 252 |
| Pertes – transformation et transport | | 688 | 663 | 627 | 677 |
| **ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION** | | 13 909 | 13 865 | 13 988 | 13 575 |

### DEMANDE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION DE POINTE

| (en MW) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Capacité de production nette du parc | | 4 119 | 4 119 | 4 119 | 4 111 |
| Achats de puissance garantie | | 349 | 349 | 49 | 49 |
| **RESSOURCES TOTALES DISPONIBLES** | | 4 468 | 4 468 | 4 168 | 4 160 |
| Demande de pointe provinciale nette | | 2 856 | 2 786 | 2 792 | 2 832 |
| Exportations garanties | | 427 | 531 | 492 | 487 |
| Réserve d'exploitation | | 629 | 684 | 684 | 687 |
| **TOTAL DE LA DEMANDE GARANTIE** | | 3 912 | 4 001 | 3 968 | 4 006 |

## STATISTIQUES D'EXPLOITATION

| Au 31 mars | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Lignes de transport (en km) | [illegible] | 6 660 | 6 660 | 6 660 | 6 660 |
| Lignes de distribution (en km) | [illegible] | 25 621 | 25 475 | 25 475 | 25 326 |
| Nombre de clients résidentiels | [illegible] | 280 513 | 276 360 | 274 116 | 271 759 |
| Nombre de clients industriels | [illegible] | 1 847 | 1 834 | 1 832 | 1 764 |
| Nombre de clients – usage général | [illegible] | 23 345 | 23 103 | 22 985 | 22 948 |
| Nombre de clients – à consommation non mesurée | [illegible] | 3 250 | 2 116 | 2 573 | 2 538 |
| Clients directs | [illegible] | 308 955 | 303 413 | 301 506 | 299 009 |
| Clients indirects | [illegible] | 41 678 | 40 673 | 40 589 | 40 541 |
| **TOTAL DES EMPLOYÉS** | [illegible] | 350 633 | 344 086 | 342 095 | 339 550 |
| Nombre d'employés permanents | [illegible] | 2 445 | 2 463 | 2 450 | 2 485 |
| Nombre d'employés temporaires | [illegible] | 84 | 69 | 55 | 40 |
| Nombre d'employés – N.B. Coal Limited | [illegible] | 102 | 103 | 103 | 101 |

## RÉSUMÉ DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| Recettes dans la province | [illegible] | 888 $ | 872 $ | 869 $ | 825 $ |
| Recettes hors de la province | [illegible] | 330 | 303 | 242 | 180 |
| Divers | [illegible] | 30 | 29 | 29 | 32 |
| Total des combustibles et des achats d'électricité | [illegible] | 395 | 374 | 404 | 332 |
| Exploitation, entretien et administration | [illegible] | 315 | 277 | 258 | 266 |
| Amortissement et déclassement | [illegible] | 190 | 189 | 177 | 184 |
| Frais de financement | [illegible] | 331 | 346 | 344 | 342 |
| Bénéfice (perte) avant virements et radiation | [illegible] | 17 | 18 | (43) | (87) |
| Normalisation de la production | [illegible] | – | – | – | 33 |
| Virement du compte des canaux de combustible | [illegible] | – | 9 | 22 | 35 |
| Bénéfice (perte) avant radiation | [illegible] | 17 | 27 | (21) | (19) |
| Radiation d'une charge | [illegible] | – | 450 | – | – |
| Bénéfice net (perte) | [illegible] | 17 $ | (423)$ | (21)$ | (19)$ |
| Ratio de la couverture de l'intérêt[1] | [illegible] | 1.06 x | 1.06 x | 0.86 x | 0.72 x |

[1] Couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant virements et radiation + (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements)] / (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements).

## APERÇU STATISTIQUE

### DONNÉES TIRÉES DU BILAN

| Au 31 mars (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **ACTIF** | | | | | |
| Bien-fonds, installations et équipement | [illegible] | 2 997 $ | 3 130 $ | 3 252 $ | 3 818 $ |
| Actif à long terme | [illegible] | 17 | 56 | 70 | 57 |
| Actif à court terme | [illegible] | 285 | 275 | 274 | 284 |
| Charges reportées | [illegible] | 166 | 205 | 601 | 134 |
| **ACTIF TOTAL** | [illegible] | 3 465 $ | 3 666 $ | 4 197 $ | 4 293 $ |
| **PASSIF** | | | | | |
| Dette à long terme | [illegible] | 2 578 $ | 2 945 $ | 3 075 $ | 3 170 $ |
| Passif courant | [illegible] | 628 | 501 | 483 | 450 |
| Passif reporté | [illegible] | 239 | 218 | 214 | 226 |
| Capitaux propres | [illegible] | 20 | 2 | 425 | 447 |
| **TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES** | [illegible] | 3 465 $ | 3 666 $ | 4 197 $ | 4 293 $ |
| Ratio d'endettement[1] | [illegible] | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |

[1] Ratio d'endettement = [dette/(dette + capitaux propres)], où la dette = [(dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la centrale + enlèvement des canaux de combustible) – (espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'amortissement)]

### DONNÉES FINANCIÈRES

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **FRAIS DE FINANCEMENT** | | | | | |
| Frais d'intérêt | [illegible] | 324 $ | 335 $ | 338 $ | 350 $ |
| Revenu tiré des fonds d'amortissement et d'autres placements | [illegible] | (28) | (35) | (31) | (41) |
| Frais de garantie du gouvernement provincial | [illegible] | 20 | 21 | 22 | 22 |
| Amortissement des frais reportés | [illegible] | 5 | 4 | 4 | 4 |
| Amortissement du change non matérialisé | [illegible] | 12 | 22 | 12 | 10 |
| Intérêts capitalisés | [illegible] | (2) | (1) | (1) | (3) |
| **FRAIS DE FINANCEMENT NETS** | [illegible] | 331 $ | 346 $ | 344 $ | 342 $ |
| **AUTRES STATISTIQUES** | | | | | |
| Augmentation tarifaire* | [illegible] | – | 2,9 % | 2,9 % | 2,9 % |
| IPC (Nouveau-Brunswick) | [illegible] | 1,6 % | 0,6 % | 1,8 % | 1,5 % |
| Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) | [illegible] | 4,2 % | 4,0 % | 0,4 % | 1,7 % |
| Frais d'investissement (en millions) | [illegible] | 95 $ | 68 $ | 61 $ | 73 $ |
| Modifications de la dette totale (en millions) (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des investissements) | [illegible] | (234)$ | (123)$ | (43)$ | (53)$ |
| Répartition en pourcentage de la dette à long terme: | | | | | |
| Dollar canadien | [illegible] | 69 % | 70 % | 71 % | 70 % |
| Dollar américain | [illegible] | 31 % | 30 % | 29 % | 30 % |
| Moyenne pondérée des taux d'intérêt | [illegible] | 8,9 % | 9,1 % | 9,1 % | 9,1 % |

* L'augmentation de tarif en 2000-2001 était uniquement destinée aux clients résidentiels.

## APERÇU STATISTIQUE

### DONNÉES TIRÉES DU BILAN

| Au 31 mars (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **ACTIF** | | | | | |
| Bien-fonds, installations et équipement | 2 906 $ | 2 997 $ | 3 130 $ | 3 252 $ | 3 818 $ |
| Actif à long terme | – | 17 | 56 | 70 | 57 |
| Actif à court terme | 313 | 285 | 275 | 274 | 284 |
| Charges reportées | 251 | 166 | 205 | 601 | 134 |
| **ACTIF TOTAL** | 3 470 $ | 3 465 $ | 3 666 $ | 4 197 $ | 4 293 $ |
| **PASSIF** | | | | | |
| Dette à long terme | 2 624 $ | 2 578 $ | 2 945 $ | 3 075 $ | 3 170 $ |
| Passif courant | 584 | 628 | 501 | 483 | 450 |
| Passif reporté | 254 | 239 | 218 | 214 | 226 |
| Capitaux propres | 8 | 20 | 2 | 425 | 447 |
| **TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES** | 3 470 $ | 3 465 $ | 3 666 $ | 4 197 $ | 4 293 $ |
| Ratio d'endettement[1] | 100 % | 99 % | 100 % | 89 % | 89 % |

[1] Ratio d'endettement = [dette/(dette + capitaux propres)], où la dette = [(dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la centrale + enlèvement des canaux de combustible) – (espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'amortissement)]

### DONNÉES FINANCIÈRES

| (en millions de dollars) | 2000-2001 | 1999-2000 | 1998-1999 | 1997-1998 | 1996-1997 |
|---|---|---|---|---|---|
| **FRAIS DE FINANCEMENT** | | | | | |
| Frais d'intérêt | 296 $ | 324 $ | 335 $ | 338 $ | 350 $ |
| Revenu tiré des fonds d'amortissement et d'autres placements | (25) | (28) | (35) | (31) | (41) |
| Frais de garantie du gouvernement provincial | 19 | 20 | 21 | 22 | 22 |
| Amortissement des frais reportés | 4 | 5 | 4 | 4 | 4 |
| Amortissement du change non matérialisé | 16 | 12 | 22 | 12 | 10 |
| Intérêts capitalisés | (4) | (2) | (1) | (1) | (3) |
| **FRAIS DE FINANCEMENT NETS** | 306 $ | 331 $ | 346 $ | 344 $ | 342 $ |
| **AUTRES STATISTIQUES** | | | | | |
| Augmentation tarifaire* | 3,0 % | – | 2,9 % | 2,9 % | 2,9 % |
| IPC (Nouveau-Brunswick) | 3,3 % | 1,6 % | 0,6 % | 1,8 % | 1,5 % |
| Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) | 3,5 % | 4,2 % | 4,0 % | 0,4 % | 1,7 % |
| Frais d'investissement (en millions) | 118 $ | 95 $ | 68 $ | 61 $ | 73 $ |
| Modifications de la dette totale (en millions) (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des investissements) | (23)$ | (234)$ | (123)$ | (43)$ | (53)$ |
| Répartition en pourcentage de la dette à long terme: | | | | | |
| Dollar canadien | 67 % | 69 % | 70 % | 71 % | 70 % |
| Dollar américain | 33 % | 31 % | 30 % | 29 % | 30 % |
| Moyenne pondérée des taux d'intérêt | 8,4 % | 8,9 % | 9,1 % | 9,1 % | 9,1 % |

* L'augmentation de tarif en 2000-2001 était uniquement destinée aux clients résidentiels.

Le mandat d'Énergie NB consiste à : « Assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie ». Le conseil d'administration d'Énergie NB et la direction se sont engagés à suivre des normes élevées de régie d'entreprise et estiment qu'un bon système de régie d'entreprise contribuera à la réalisation de ce mandat. Les pratiques de régie d'entreprise courantes d'Énergie NB correspondent aux recommandations de plusieurs organismes étudiant les questions de régie d'entreprise, entre autres : la Bourse de Toronto (la directive TSE) et le Conference Board du Canada.

## Mandat du conseil

Le conseil d'administration est plus particulièrement responsable de la mise en place :

- d'un processus de planification stratégique ;
- d'un système nécessaire à l'identification et à la gestion des principaux risques financiers ;
- d'un plan de relève à la haute direction ;
- d'une politique de communication ;
- de systèmes de comptabilité interne et de renseignements de gestion.

Sous la conduite générale du conseil, la direction est chargée de l'exploitation d'Énergie NB et peut mettre en œuvre des initiatives stratégiques autorisées, dans les limites du cadre budgétaire fixé et des politiques de la Société.

## Composition et indépendance du conseil

Le conseil d'administration se compose de dix administrateurs, tous indépendants, et du président et chef de la direction, nommé d'office. Chacun des administrateurs doit dûment signer une déclaration annuelle afférente aux relations de travail, d'affaires et personnelles qui pourraient l'empêcher de faire des choix (ou qui pourraient être perçues comme telles) qui servent les meilleurs intérêts de la Société. À l'occasion, le Conseil et ses comités tiennent des séances à huis clos (en l'absence de la direction).

## Comités du conseil

Le conseil d'administration a mis en place des systèmes et des comités pour surveiller efficacement les principaux risques financiers auxquels s'expose la Société. Voici une description de ces comités, de leurs mandats et de leurs activités. Tous ces comités font un compte rendu de leurs discussions à chacune des séances ordinaires du conseil.

#### COMITÉ DES RESSOURCES HUMAINES ET DE RÉGIE D'ENTREPRISE

Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise revoit la stratégie, les politiques et les programmes de ressources humaines de la Société. Le comité est aussi chargé de concevoir des manières d'aborder les problèmes de régie, et de les superviser. De plus, le comité révise continuellement les divers aspects de la planification de la relève, de l'évaluation et de la rémunération de la haute direction.

**COMITÉ DE VÉRIFICATION**

Le comité de vérification a reçu le mandat d'évaluer l'intégrité de la présentation des données financières, des contrôles internes, des processus de vérification et des systèmes de renseignements de gestion de la Société. Le comité établit des liaisons directes avec les vérificateurs externes de la Société et les rencontre périodiquement, en l'absence de la direction. Ce comité doit aussi surveiller l'élaboration et l'application des plans de gestion des risques financiers et des méthodes de contrôle.

**COMITÉ DE L'ENVIRONNEMENT**

Le comité de l'environnement doit réviser l'énoncé de la politique environnementale de la Société et guider le conseil sur sa pertinence et son respect. Le comité observe la mise en œuvre des programmes de gestion de l'environnement au sein de la Société. Il revoit aussi le *Rapport de rendement environnemental*, un compte rendu autonome où sont précisés les réalisations et les défis environnementaux de la Société. Au moyen d'examens et de conversations, des vérificateurs externes évaluent annuellement l'intégralité, la valeur et la divulgation des problèmes et des éventualités reliés à l'environnement et présentés dans les états financiers de la Société.

## Remplir la fonction de gérance du conseil

Dans le but d'aider ses membres à remplir leur fonction de gérance, le conseil a mis en vigueur des encadrements pour définir la portée de leurs fonctions et responsabilités. Le conseil procède aussi à une évaluation de l'efficacité du conseil en tant qu'ensemble, cette dernière étant coordonnée par le président du comité des ressources humaines et de régie d'entreprise.

À chaque séance ordinaire, la direction aide les administrateurs en leur dressant un compte rendu sur chaque développement influant sur tous les secteurs d'activité de la Société. Les nouveaux administrateurs suivent un programme d'orientation en règle qui les renseigne sur les données courantes relatives à l'exploitation et sur les enjeux auxquels doit faire face la Société. Les séances du conseil se tiennent périodiquement dans différents emplacements, ce qui offre l'occasion aux administrateurs d'observer les activités et de rencontrer le personnel.

Le conseil d'administration fixe annuellement les objectifs commerciaux et les points stratégiques dévolus au président et chef de la direction. Le conseil observe et revoit le rendement du président et chef de la direction sur une base annuelle, en fonction de ces objectifs.

## Respect des encadrements de régie d'entreprise

Dans la perspective de l'amélioration continue de son approche en régie d'entreprise, le conseil d'administration a, en 2000-2001, porté son attention sur les secteurs suivants :

- Il a revu les plans à long terme, les programmes, les objectifs de rendement et les budgets de la direction.
- Le conseil, par le truchement de son comité de vérification, a surveillé la mise en pratique continue de la politique de gestion des risques, un processus qui permettra d'identifier, d'évaluer, de suivre et de gérer les risques financiers à travers toute la Société. Cela permettra d'optimaliser la valeur et d'améliorer la prise de décisions. Le comité de vérification a étudié ses cadres de référence afin de s'assurer de leur conformité avec les meilleures pratiques.
- Le comité de l'environnement s'est attaché à l'implantation de systèmes de gestion environnementale, aux vérifications de la conformité aux normes environnementales, aux enjeux environnementaux provinciaux, au renouvellement de permis et aux faits environnementaux, aux changements apportés à la loi sur l'environnement et aux problèmes émergents.
- Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise s'assure que la Société fait diligence en matière de santé et sécurité du personnel et du public. Le comité a reçu des comptes rendus réguliers sur le système de gestion de la conformité en matière de santé et de sécurité et sur le programme de sécurité du public.
- Nous avons instauré des programmes pour étudier la question de la planification de la relève à la haute direction de la Société.

MAX LEWIS

JEAN-MARC VIOLETTE

JAMES F. HANKINSON

LINO J. CELESTE

ALVIN BRUN

J.W. (JIM) PURCELL

RICHARD TINGLEY

BERNARD CYR

BARBARA S. BENDER, CA

PHILIPPE DESROSIERS

ROGER CLINCH

## Comités du Conseil

**LE COMITÉ DE VÉRIFICATION**
Le comité de vérification revoit l'information financière, les systèmes de contrôle interne et les processus de vérification. Il est composé de : Mme Barbara S. Bender et MM. Lino J. Celeste (président) ; Max Lewis ; Jean-Marc Violette et Philippe DesRosiers.

**LE COMITÉ DE L'ENVIRONNEMENT**
Le comité de l'environnement révise la politique environnementale et les programmes de protection. Il est constitué de : MM. Richard Tingley (président) ; J.W. (Jim) Purcell ; Philippe DesRosiers ; Roger Clinch et Jean-Marc Violette.

**LE COMITÉ DES RESSOURCES HUMAINES ET DE RÉGIE D'ENTREPRISE**
Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise supervise les études de stratégies en ressources humaines et suit de près les problèmes de régie. Ses membres sont : MM. J.W. (Jim) Purcell (président) ; Max Lewis ; Lino J. Celeste ; Alvin Brun et Bernard Cyr.

## Conseil d'administration

**MAX LEWIS**
**PRÉSIDENT DU CONSEIL**
En 1996, après vingt-six ans dans la fonction publique provinciale, M. Lewis a pris sa retraite. Il a été titulaire des postes de chef de la direction de la Société des alcools du Nouveau Brunswick ; de sous-ministre de l'Approvisionnement et des Services et de sous-ministre des Finances.

**JEAN-MARC VIOLETTE**
**VICE-PRÉSIDENT DU CONSEIL**
M. Violette est gestionnaire d'exploitations agricole et forestière à St. Leonard. Il a été très actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

**JAMES F. HANKINSON**
**PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION**
Depuis 1996, M. Hankinson occupe la fonction de président et chef de la direction d'Énergie NB. Il siège aussi au conseil d'administration de plusieurs sociétés canadiennes, entre autres, CAE Inc. et Aliments Maple Leaf Inc.

**LINO J. CELESTE**
M. Celeste est membre du conseil d'administration d'Aliant Inc. et de la Fondation Saint John. Il siège aussi au conseil d'administration de la Financière Manuvie.

**ALVIN BRUN**
M. Brun, ancien président et chef de la direction d'Enviro Industries, agit maintenant comme président et chef de la direction de Kanalflakt Inc., fabricant international de systèmes de ventilation. Il a aussi siégé à la table ronde du Premier ministre sur l'environnement et l'économie.

**J.W. (JIM) PURCELL**
M. Purcell, ancien vice-président-directeur de Ganong Brothers Ltd., est maintenant membre du conseil d'administration de cette société. Il a aussi occupé, autrefois, la fonction de président du conseil d'administration de l'Atlantic Health Sciences Corporation.

**RICHARD TINGLEY**
M. Tingley, ancien propriétaire et dirigeant de Tingley's Save Easy à Fredericton, œuvre dans le commerce privé. Il a aussi occupé la fonction de président du conseil des gouverneurs de l'Université du Nouveau-Brunswick, de la Fédération canadienne des épiciers indépendants et de la Chambre de commerce de Frédéricton.

**BERNARD CYR**
M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui dirige l'hôtel Château Moncton), travaille à développer des biens à usage commercial et exploite plusieurs restaurants. M. Cyr est aussi propriétaire et franchiseur du groupe Dooly's. Il est membre du conseil d'administration d'Assomption Vie et président du comité de développement de l'Université de Moncton.

**BARBARA S. BENDER, CA**
Mme Bender est vice-présidente de Spartan Systems à Saint John et a été directrice administrative de l'Institut des comptables agréés du Nouveau-Brunswick. Elle est membre du conseil d'administration du Public Service Pension Investment Fund, ainsi que du comité de vérification. Elle représente le public au Collège des médecins et chirurgiens du Nouveau-Brunswick.

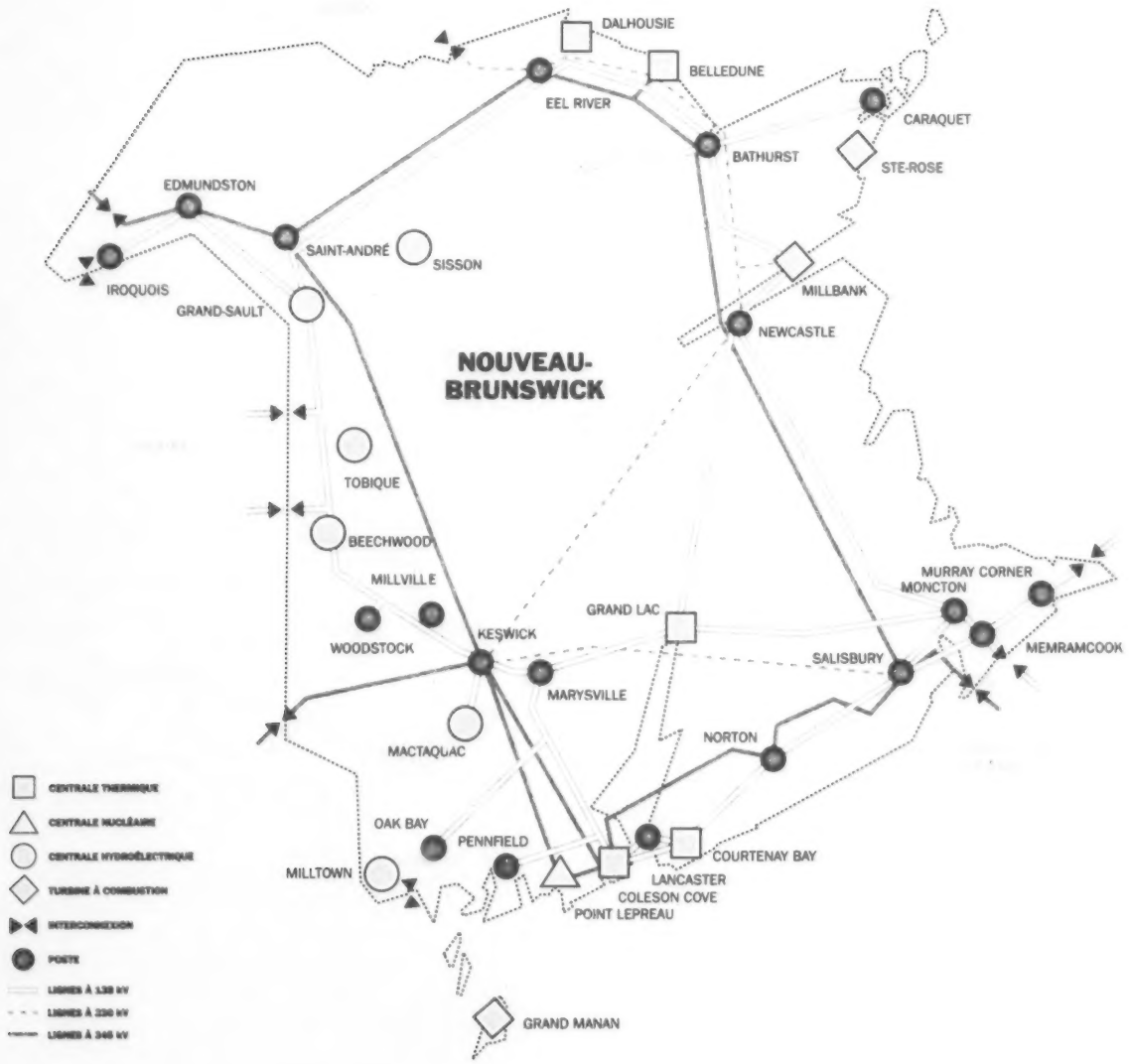
**PHILIPPE DESROSIERS**
Vice-président à la Banque Nationale, M. DesRosiers est chargé de la banque des particuliers et des services bancaires aux petites, moyennes et grandes entreprises.

**ROGER CLINCH**
M. Clinch occupe la fonction de cadre supérieur chez Noranda au Nouveau-Brunswick, où il est responsable des services de communication et de renseignements.

# Données sur les centrales : capacité de production nette

| HYDROÉLECTRIQUES | |
|---|---|
| Milltown | 4 MW |
| Tobique | 20 MW |
| Sission | 9 MW |
| Grand-Sault | 66 MW |
| Beechwood | 113 MW |
| Mactaquac | 672 MW |
| Total | 884 MW |

| NUCLÉAIRE | |
|---|---|
| Point Lepreau | 635 MW |

| TURBINES À COMBUSTION | |
|---|---|
| Grand Manan | 28 MW |
| Millbank | 199 MW |
| Ste-Rose | 100 MW |
| Total | 327 MW |

| THERMIQUES | |
|---|---|
| Grand Lac | 57 MW |
| Courtenay Bay | 110 MW |
| Dalhousie | 300 MW |
| Coleson Cove | 1 004 MW |
| Belledune | 458 MW |
| Total | 1 929 MW |